



Hacettepe Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü
Maliye Anabilim Dalı

DOĞAL GAZ PİYASALARINDA REGÜLASYON VE ABD, AB VE TÜRKİYE UYGULAMASI

Mustafa Zahid Karakaya

Yüksek Lisans Tezi

Ankara, 2007

DOĞAL GAZ PİYASALARINDA REGÜLASYON
VE ABD, AB VE TÜRKİYE UYGULAMASI

Mustafa Zahid Karakaya

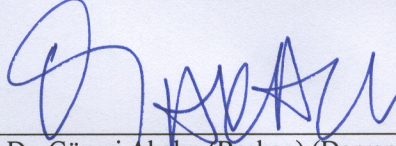
Hacettepe Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü
Maliye Anabilim Dalı

Yüksek Lisans Tezi

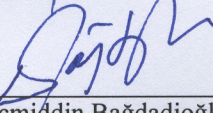
Ankara, 2007

KABUL VE ONAY

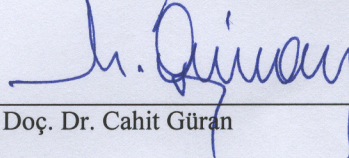
Mustafa Zahid Karakaya tarafından hazırlanan “Doğal Gaz Piyasalarında Regülasyon ve ABD, AB ve Türkiye Uygulaması” başlıklı bu çalışma, 31.07.2007 tarihinde yapılan savunma sınavı sonucunda başarılı bulunarak jürimiz tarafından Yüksek Lisans Tezi olarak kabul edilmiştir.



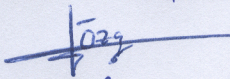
Prof. Dr. Güneri Akalın (Başkan) (Danışman)



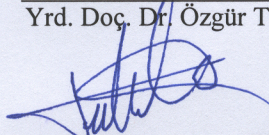
Doç. Dr. Necmiddin Bağdadioğlu



Doç. Dr. Cahit Güran



Yrd. Doç. Dr. Özgür Teoman



Yrd. Doç. Dr. Tarkan Çavuşoğlu

Yukarıdaki imzaların adı geçen öğretim üyelerine ait olduğunu onaylarım.

Prof. Dr. İrfan Çakın
Enstitü Müdürü

BİLDİRİM

Hazırladığım tezin tamamen kendi çalışmam olduğunu ve her alıntıya kaynak gösterdiğimi taahhüt eder, tezimin kağıt ve elektronik kopyalarının Hacettepe Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü arşivlerinde aşağıda belirttiğim koşullarda saklanmasına izin verdiğimi onaylarım:

- ☒ Tezimin tamamı her yerden erişime açılabilir.
- ☐ Tezim sadece Hacettepe Üniversitesi yerleşkelerinden erişime açılabilir.
- ☐ Tezimin yıl süreyle erişime açılmasını istemiyorum. Bu sürenin sonunda uzatma için başvuruda bulunmadığım takdirde, tezimin/raporumun tamamı her yerden erişime açılabilir.

31.07.2007

Mustafa Zahid KARAKAYA

TEŞEKKÜR

Bu tez çalışmam süresince birçok insanın destek ve yardımını gördüm. Bunlardan özellikle tezimin hazırlanışında, yardımları, kılavuzluğu ve eleştirileri için tez danışmanım, saygıdeğer hocam Prof. Dr. Güneri AKALIN'a ve her türlü destek, öneri, eleştiri ve yol göstericiliğini esirgemeyen değerli hocam Doç. Dr. Necmiddin Bağdadioğlu'na ve ayrıca değerli görüş, öneri ve eleştirileri için Dr. Haşim Akça'ya teşekkürlerimi arz ederim. 2004 yılında aramızdan ayrılan değerli hocamız Prof. Dr. Yıldırar Arsan'ı rahmetle ve şükranla anarım. Hoşgörülerini, tükenmez destekleri ve sabırları için aileme ve Almanca kaynaklara ulaşmamda titiz gayretleri ve yine tükenmez destekleri için Asiye'ye bilhassa teşekkür ederim. Türkiye'de alanında ilk tez çalışması olması nedeniyle bu tezin bundan sonra yapılacak araştırmalara yol göstermede mütevazı bir katkıda bulunmasını dilerim.

Bu tez çalışmasındaki bütün eksikler ve hatalar da şüphesiz yalnızca bana aittir.

ÖZET

KARAKAYA, Mustafa Zahid. Doğal Gaz Piyasalarında Regülasyon ve ABD, AB ve Türkiye Uygulaması, Yüksek Lisans Tezi, Ankara, 2007.

Bu tez doğal gaz piyasalarının regülasyonunu analiz etmektedir. Tezle ulaşılmak istenen ana hedef doğal gaz endüstrisinin halihazırda nasıl işlediğine yönelik bir bakış açısı sunarken bununla birlikte endüstride serbestleşme ve regülasyonun etkinliğini geliştirmeye yönelik öneriler sunmaktır. ABD, AB ve Türkiye doğal gaz piyasalarının incelenmesi, piyasaların ve bu piyasadaki reformların değerlendirilmesine katkı sağlamaktadır. Bu piyasalardaki deneyimler ışığında Türkiye’de henüz erken devrelerinde olan piyasa serbestleşmesinin ve reformların içeriğine de bir katkı sunulması hedeflenmiştir. Tez, regülasyonun doğal gaz sektörünün doğal tekelle karakterize edilen segmentlerinde faydalı, gerekli ve yerinde olduğunu önerirken, rekabetçi segmentlerinde ise piyasa serbestleşmesinin sağlanmasını ve deregülasyonu önermektedir. Tez daha sonra regülasyonun gelişimi ve aynı zamanda doğal gaz piyasa serbestleşmesi için bir takım öneriler sıralamaktadır. Her ne kadar bu önerilerin bazıları Türkiye’deki doğal gaz endüstrisine özgü ise de bazıları daha geniş bir uygulama alanına sahiptir.

Anahtar Sözcükler

doğal gaz piyasaları, regülasyon, piyasa açıklığı, Türkiye

JEL: L95 L5 L51 Q40

ABSTRACT

KARAKAYA, Mustafa Zahid. Regulation in Natural Gas Markets and The Practices in the USA, the EU and Turkey, Master's Thesis, Ankara, 2007.

This thesis analyses regulation of natural gas markets. The principal aim is to present a view of the natural gas industry as it currently operates, along with presenting recommendations towards improving the efficiency of regulation and liberalisation in the industry. Analyzing the practices of natural gas markets in the U.S.A., the E.U. and Turkey greatly contributes to evaluation of the markets and market reforms. In the light of experiences of those markets the thesis also seeks for providing contributions to the content and nature of the reforms and market opening which are already in the age of infancy in Turkey. While the thesis suggests that regulation is a beneficial, necessary and expedient in natural gas market segments characterised by natural monopoly, deregulation and market liberalisation should be performed in the competitive segments of the natural gas industry. The thesis then enumerates some suggestions for the improvement of regulation and also of natural gas market liberalisation. While some of these recommendations are specific to the natural gas industry in Turkey, others have broader application.

Key Words

natural gas markets, regulation, market opening, Türkiye.

JEL: L95 L5 L51 Q40

İÇİNDEKİLER

ÖZET	I
ABSTRACT	II
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	V
ÇİZELGELER	VII
ŞEKİLLER	VIII
GRAFİKLER	IX
GİRİŞ	1
I. BÖLÜM DOĞAL TEKELLER VE REGÜLASYON	3
1.1. PİYASA EKONOMİSİ VE DEVLETİN EKONOMİK RASYONELİ	3
1.2. DOĞAL TEKEL PİYASALARI	5
1.2.1. Ölçek Ekonomileri	5
1.2.2. Doğal Tekel Kavramı.....	6
1.2.2.1. Batık Maliyetler	8
1.2.3. Doğal Tekellerde Optimal Fiyatlandırma	9
1.2.3.1. Marjinal Maliyet Fiyatlandırması.....	10
1.2.3.2. Ramsey Fiyatlandırması.....	10
1.2.3.3. İki Kısımlı Tarife	14
1.2.3.4. Zirve ve Zirve-dışı Fiyatlandırma	15
1.2.3.5. İçsel Getiri Oranı Regülasyonu.....	16
1.2.3.6. Tavan Fiyat Regülasyonu.....	20
1.2.3.7. Görelî Rekabet	23
1.2.4. Regülasyonun Etkinliği.....	26
1.2.4.1. Mülkiyet Hakları ve X-Etkinsizliği.....	27
1.2.4.2. Regülasyonun Dinamik Maliyetleri	28
1.2.4.3. Yarışılabilir Piyasalar Teorisi	30
1.2.4.4. Regülasyonun Refah Etkileri	33
1.2.4.6. İmtiyaz	39
II. BÖLÜM DÜNYA ENERJİ DURUMU VE DOĞAL GAZ PİYASA YAPISI.....	41
2.1. DÜNYA ENERJİ GÖRÜNÜMÜ.....	41
2.1.1. Küresel Enerji Görünümü.....	42
2.1.2. Avrupa Birliği Enerji Görünümü.....	50
2.2. DOĞAL GAZ PİYASA YAPISI VE DİNAMİKLERİ	53
2.2.1. Rekabetçi Doğal Gaz Endüstrisinde Fiyat Tespiti.....	56
2.2.1.1. Kısa Dönemli Fiyat Tespiti	57
2.2.1.2. Uzun Dönemli Fiyat Tespiti.....	58
2.2.2. ABD ve İngiltere’de Fiyatlandırma Yapısı	62
2.2.3. Kıta Avrupası’nda Fiyatlandırma Yapısı.....	62
2.2.4. Sıvılaştırılmış Doğal Gaz Fiyatlandırma Yapısı.....	66
2.2.5. Son Kullanıcılara Doğal Gaz Satış Fiyatlarının Gelişimi	68
2.3. DOĞAL GAZ PİYASASINDA REGÜLASYONUN GEREKÇELERİ.....	75
2.4. DOĞAL GAZ PİYASASINDA FİYAT KONTROLLERİ.....	78
2.4.1. İçsel Getiri Oranının Hesaplanması.....	80
III. BÖLÜM ABD, AB VE TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASALARININ KARŞILAŞTIRILMASI	84
3.1 ABD DOĞAL GAZ PİYASA YAPISI	84
3.1.1 ABD Doğal Gaz Piyasa Yapısı	86
3.1.2 ABD Doğal Gaz Piyasasında Deregülasyon ve Yeniden Yapılanma	90

3.2. AVRUPA BİRLİĞİ'NİN DOĞAL GAZ PİYASA YAPISI.....	92
3.2.1 AB Yasal Çerçevesi.....	95
3.2.2 AB Tek Doğal Gaz Piyasası Oluşturma Çabaları	96
3.2.2.1 Tüketicilerin Tedarikçilerini Seçme Serbestisi	98
3.2.2.2 Tarife Yapıları ve Erişim Sistemi Seçimleri	98
3.2.2.3 Dengeleme ve Depolama	99
3.2.3 AB'deki Gelişmiş Doğal Gaz Piyasaları.....	100
3.2.3.1 İngiltere Doğal Gaz Piyasası Regülasyonu	100
3.2.3.2 Almanya Doğal Gaz Piyasası Regülasyonu	103
3.2.4 AB Doğal Gaz Piyasasına İlişkin Değerlendirme.....	105
3.3. TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASASI	107
3.3.1 Doğal Gaz Piyasasında Serbestleştirme.....	108
3.3.2 Türkiye Doğal Gaz Piyasa Yapısı.....	110
3.3.2.1 Doğal Gazın Fiyatlandırılması	113
3.3.2.2 Doğal Gaz Arz ve Talebi	117
3.3.3. Yeni Enerji Güvenliği Konsepti ve Türkiye'nin Durumu	121
SONUÇ.....	130
KAYNAKÇA	133
EKLER.....	154

SİMGELER VE KISALTMALAR

€	Avro
\$	Amerikan Doları
AOSM	Sermayenin Ağırlıklı Ortalama Maliyeti
BOTAŞ	Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.
BP	British Petroleum
BTC	Bakü-Tiflis-Ceyhan Ham Petrol Boru Hattı
CEER	Council of European Energy Regulators
CO ₂	Karbondiyoksit
DG-TREN	EC Directorate General for Energy and Transport
DOE/EIA	US Department of State Energy Information Administration
EFET	European Federation of Energy Traders
ENCOURAGED	Energy Corridor Optimization for European Markets of Gas, Electricity and Hydrogen.
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ERGEG	European Regulators Group for Electricity and Gas
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
Gj	Gigajoule (10 ⁹ joule)
GSYİH	Gayri Safi Yurtiçi Hasıla
IEA	International Energy Agency (Uluslararası Enerji Ajansı)
IMF	International Monetary Fund
KHK	Kanun Hükmünde Kararname
kWh	Kilowatt-hour
LNG	Liquefied Natural Gas (Sıvılaştırılmış Doğal Gaz)
Mmbtu	Million British Thermal Units
Mtpe	Milyon ton petrol eşdeğeri
MWh	Megawatt-hour
NABUCCO	Türkiye-Bulgaristan-Romanya-Macaristan-Avusturya Doğal Gaz Boru Hattı
NBP	National Balancing Point
NYMEX	New York Mercantile Exchange
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets
OFTTEL	Office of Telecommunications
OME	Observatoire Méditerranéen De L'énergie
OPEC	Organisation of the Petroleum Exporting Countries
TBMM	Türkiye Büyük Millet Meclisi
TPAO	Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı

Tpe	Ton petrol eşdeğeri
TÜFE	Tüketici Fiyatları Endeksi
TSO	İletim Sistemi Operatörü
UDOM	Uzun Dönem Ortalama Maliyet
UNCTAD	United Nations Conference on Trade and Development
USGS	United States Geological Survey
WTI	West Texas Intermediate
Yİ	Yap-işlet
YİD	Yap-işlet-devret

ÇİZELGELER

ÇİZELGE 1. AB (25)'DE TOPLAM ENERJİ TÜKETİMİNDE YAKITLARIN PAYLARI	51
ÇİZELGE 2. 2002'DEN BU YANA YÜKSEK PETROL FİYATLARININ REEL GSYİH ÜZERİNDEKİ HESAPLANAN ETKİSİ	71
ÇİZELGE 3. 25 ÜYELİ AB'DE DOĞAL GAZ İTHALATI VE İHRACATÇI ÜLKELERİN DOĞAL GAZ POTANSİYELLERİ.....	93
ÇİZELGE 4. BİR DOĞAL GAZ TEDARİKÇİSİNİN TİPİK MALİYETLERİ	103
ÇİZELGE 5. 2006 YILI DOĞAL GAZ İTHALAT PIYASASI YOĞUNLAŞMA ORANLARI	118
ÇİZELGE 6. AVRUPA'YA DOĞAL GAZ ARZ MALİYETLERİ	128
ÇİZELGE 7. EK (1). AVRUPA'YA YAPILAN DOĞAL GAZ İTHALAT FİYATLARI.....	154
ÇİZELGE 8. EK (4). DOĞAL GAZ ŞEBEKE TARİFELERİ	157
ÇİZELGE 9. EK (5). DOĞAL GAZ DENGELEME KURALLARI.....	158
ÇİZELGE 10. EK (6). DÜZENLENMİŞ ÜÇÜNCÜ TARAF ERİŞİMİNİN ÖZETİ.....	159
ÇİZELGE 11. EK (7). AVRUPA DOĞAL GAZ PIYASA AÇIKLIĞI DERECESİ	160
ÇİZELGE 12. EK (8). DOĞAL GAZIN İTHALAT VE ÜRETİMİNDE PIYASA YAPISI.....	161
ÇİZELGE 13. EK (9). AB PIYASALARINDA TOPTAN SATIŞ YAPAN TEDARİKÇİLER.....	162
ÇİZELGE 14. EK (10). AB DOĞAL GAZ DİREKTİFİ VE DOĞAL GAZ PIYASASI YASASI KARŞILAŞTIRMASI	163

ŞEKİLLER

ŞEKİL 1. ÖLÇEK EKONOMİLERİ	6
ŞEKİL 2. ALTTOPLAMSALLIK	7
ŞEKİL 3. DOĞAL TEKEL VE MALİYET İLE TALEP KOŞULLARINDAKİ DEĞİŞİMLER.....	29
ŞEKİL 4. SOSYAL REFAH KAYBI.....	33
ŞEKİL 5. X-ETKİNSİZLİĞİ İLE REGÜLASYON.....	34
ŞEKİL 6. X-ETKİNSİZLİĞİ İLE REGÜLASYON VE TULLOCK MALİYETLERİ.....	35
ŞEKİL 7. KİŞİ BAŞINA BİRİNCİL ENERJİ TÜKETİMİ	43
ŞEKİL 9. BAŞLICA DOĞAL GAZ TİCARET AKIŞLARI	47
ŞEKİL 9. DOĞAL GAZ ENDÜSTRİSİNDE KISA DÖNEMLİ FİYAT TESPİTİ.....	58
ŞEKİL 10. NİHAİ TÜKETİCİ İÇİN ORTALAMA DOĞAL GAZ FİYATI OLUŞUMU	59
ŞEKİL 11. ABD DOĞAL GAZ PİYASASI TARİHİ GELİŞİMİ	91
ŞEKİL 13. HAKİM FİRMA EŞİTLİĞİ.....	124
ŞEKİL 13. EK (11). AVRUPA DOĞAL GAZ ALTYAPISI	165
ŞEKİL 14. EK (12). İNGİLTERE VE ALMANYA DOĞAL GAZ ALTYAPISI	166
ŞEKİL 15. EK (13) ABD DOĞAL GAZ ALTYAPISI.....	167
ŞEKİL 16. EK (14). DOĞAL GAZ KULLANAN VE KULLANACAK İLLER HARİTASI.....	168
ŞEKİL 17. EK (15). TÜRKİYE'NİN ULUSLARARASI PROJELERİ	169

GRAFİKLER

GRAFİK 1. DÜNYA BİRİNCİL ENERJİ TÜKETİMİ	42
GRAFİK 2. SEKTÖRLERE GÖRE DÜNYA BİRİNCİL DOĞAL GAZ TÜKETİMİ	44
GRAFİK 3. BÖLGELERE GÖRE DOĞAL GAZ TÜKETİMİ.....	45
GRAFİK 4. KANITLANMIŞ DOĞAL GAZ REZERVLERİ VE BÖLGELERE GÖRE ÜRETİM	45
GRAFİK 5. BÖLGELERE GÖRE DOĞAL GAZ ÜRETİMİ.....	46
GRAFİK 6. TÜRÜNE GÖRE DÜNYA BÖLGELER ARASI DOĞAL GAZ TİCARETİ	48
GRAFİK 7. 2005-2030 YILLARI ARASI BÖLGELERE VE FAALİYETLERE GÖRE DOĞAL GAZ ARZ ALTYAPISINA YAPILACAK KÜMÜLATİF YATIRIM.....	49
GRAFİK 8. AB’DE SEKTÖRLERE GÖRE NİHAİ ENERJİ TALEBİ	50
GRAFİK 9. YAKIT TİPİNE GÖRE TOPLAM ENERJİ TÜKETİMİ VE ENERJİ YOĞUNLUĞU	51
GRAFİK 10. AB’DE YAKIT TİPİNE GÖRE NİHAİ ENERJİ TALEBİ	52
GRAFİK 11. YAKIT TİPİNE GÖRE BİRİNCİL ENERJİ TALEBİ	52
GRAFİK 12. BRENT PETROL FİYATI İLE UZUN DÖNEMLİ DOĞAL GAZ FİYATI ARASINDAKİ İLİŞKİ.....	64
GRAFİK 13. LNG’DEKİ TEKNOLOJİ DEĞİŞİMİ VE SERMAYE MALİYETLERİ	67
GRAFİK 14. SANAYİ VE KONUT İÇİN DOĞAL GAZ SATIŞ FİYATLARI KARŞILAŞTIRMASI	69
GRAFİK 15. PETROL FİYATLARININ TARİHİ SEYRİ	70
GRAFİK 16. BRENT TİPİ HAM PETROLÜN BEKLENEN FİYATLARI	72
GRAFİK 17. EMTİA FİYAT GÖSTERGELERİ	74
GRAFİK 18. TOPLAM ABD DOĞAL GAZ TALEBİNİN GELİŞİMİ	85
GRAFİK 19. KAYNAĞINDAN TÜKETİCİYE ABD’DE DOĞAL GAZ FİYATLARI.....	88
GRAFİK 20. AB’NİN ENERJİ İTHALAT BAĞIMLILIĞI	94
GRAFİK 21. TÜRKİYE’DE DOĞAL GAZ BORU HATLARI.....	111
GRAFİK 22. TÜRKİYE’NİN DOĞAL GAZ İTHALATININ TARİHİ GELİŞİMİ.....	117
GRAFİK 23. 2006 YILI DOĞAL GAZ İTHALATININ YÜZDE CİNSİNDEN DAĞILIMI	118
GRAFİK 24. TÜRKİYE’DE DOĞAL GAZ İTHALAT PROJEKSİYONU.....	119
GRAFİK 25. SEKTÖREL DOĞAL GAZ TÜKETİM PROJEKSİYONU	119
GRAFİK 26. 2006 YILI İTİBARIYLA SEKTÖREL DOĞAL GAZ TÜKETİMİ.....	120
GRAFİK 27. EK (2). HENRY HUB İLE WEST TEXAS INTERMEDIATE ARASINDAKİ İLİŞKİ	155
GRAFİK 28. EK (3). NİHAİ TÜKETİCİ İÇİN REEL DOĞAL GAZ SATIŞ FİYATLARININ DEĞİŞİMİ	156

GİRİŞ

Bilindiği gibi son yıllarda gelişmiş ülkeler açısından bakıldığında regülasyon süreci bitmekte ve aynı anda deregülasyon süreci başlamaktadır. Geleneksel olarak doğal ve yasal tekel olarak tanıtilan sektörlerin çoğunlukla özelleştirme yoluyla rekabete açılmış olması dünya genelinde yaygın bir olgudur. Özellikle AB perspektifli tartışmalarda önem kazanan bu yeni konjonktür, beraberinde bir çok konuyu da gündeme taşımaktadır. Bir yandan doğal gaz piyasa faaliyetlerinin içinde iletim ve depolama faaliyeti batık maliyetlerle karakterize edildiğinden regülasyonun gerekliliği ancak niteliği konusundaki tartışmalar; diğer yandan ve buna ek olarak tedarik, toptan satış, üretim ve dağıtım faaliyetlerinin rekabetçi nitelikleri nedeniyle bu faaliyetlerdeki regülasyonun kaldırılarak piyasanın rekabete açılmasının sağlanması hem literatürde hem de piyasada tartışmalara konu olmaktadır.

Doğal gaz piyasasında geçtiğimiz yirmi yıl boyunca meydana gelen köklü değişiklikler ve gelişmeler, iletim ve depolama faaliyetleri dışındaki diğer piyasa faaliyetlerinde serbestleştirmeyi hızlandırıcı etki yapmıştır. 1990lı yıllara kadar bölgesel olarak parçalara ayrılmış durumdaki piyasalar yeni yapıları ile bütünleşmiş küresel piyasalara doğru gelişmektedir. Sektörü karakterize eden uzun dönemli sözleşmelerle beraber spot, vadeli işlemler ve swap gibi yeni sözleşme mekanizmalarının ortaya çıkması ve özellikle sıvılaştırılmış doğal gaz teknolojisindeki ilerleme ve maliyetlerinde sağlanan keskin düşüşler eskiden yoğun biçimde sermaye yoğun sektörler olan doğal gaz piyasalarının yeniden yapılandırılmasını mümkün kılmaktadır. Dünyanın birçok bölgesinde yasal tekel konumundaki devlet doğal gaz şirketleri de bir yandan özelleştirilmekte bir yandan da bunların regülasyon altındaki faaliyet kollarıyla ilişkisi tesis edilmeye çalışılmaktadır.

Bu tez çalışmasında bir ağ endüstrisi olan doğal gaz piyasasında regülasyonun işleyişi ve piyasa serbestleştirmesinin özellikleri aşağıda açıklanan plan dahilinde incelenmektedir.

Birinci bölümde piyasa ekonomisi, devletin piyasaya müdahalesinin nedenleri ve devletin ekonomik rasyoneli, doğal tekel kavramı ve doğal tekel piyasaları ile müteakiben doğal tekelerde optimal fiyatlandırma ve regülasyon yöntemleri ile regülasyonun etkinliği meselesi ve regülasyonda reform konuları yer almaktadır.

İzleyen bölümde bir bütün olarak Dünya ve Avrupa Birliği enerji görünümü, doğal gaz piyasası ve temel eğilimleri hakkında özet bilgi verilmekte, doğal gaz piyasa yapısı, özellikleri ve dinamikleri incelenmekte, doğal gaz piyasasında regülasyonun gerekçeleri anlatılarak kamu kolaylıklarının yeniden yapılandırılması açıklanmakta, regülasyonun uygulanmasına yönelik fiyat kontrollerine ilişkin değişik yaklaşımlar etüt edilmekte, piyasada kısa ve uzun dönemli fiyatlandırma kuralları incelenmektedir.

Üçüncü bölümde çeşitli ülkelerin doğal gaz piyasaları ana başlık altında incelenmektedir. Bunlar arasında en eski ve olgunlaşmış olan ABD piyasası ve bu piyasanın yeniden yapılanması ile Avrupa Birliği iç doğal gaz piyasası ve bu piyasada serbestleşme yönünde yapılan düzenlemeler ile bu çerçevede üye devletlere yüklenen sorumluluklar incelenirken düzenlemelerin performansı değerlendirilmekte ve Avrupa Birliği'nde özel bir önemi ve kimi özellikleriyle kendine özgü olan İngiltere ve Almanya doğal gaz piyasalarının yeniden yapılandırma çalışmaları incelenmektedir. Devamında Türkiye doğal gaz piyasa yapısı ve piyasanın genel özellikleri ile piyasa regülasyonu ve AB ile uyumu incelenerek bir karşılaştırma yapılmaktadır.

I. BÖLÜM DOĞAL TEKELLER VE REGÜLASYON

Bu bölümde regülasyonun nedenleri ve yöntemleri incelenecek, ardından genel olarak regülasyonun etkinliğine yönelik getirilen eleştiriler ortaya konulacaktır. Teknolojik gelişme sonucu kimi faaliyet kollarında doğal tekel özelliği kalksa da doğal gaz iletiminin büyük oranda batık maliyetler içermesi ve doğal tekel niteliğini sürdürmesi nedeniyle doğal gaz iletim faaliyeti tavan fiyat, içsel getiri oranı regülasyonu ya da göreceli rekabet yöntemleriyle düzenleme altındayken, doğal gaz dağıtım faaliyetinde genellikle imtiyaz yöntemiyle piyasalar rekabete açılmaktadır.

Doğal gaz piyasa faaliyetleriyle ilgili bu regülasyon sürecinin daha kapsamlı analizi için doğal tekelde optimal fiyatlandırma yöntemleri de bu bölümde kapsamaktadır.

1.1. PİYASA EKONOMİSİ VE DEVLETİN EKONOMİK RASYONELİ

Çoğu durumda serbestçe işleyen piyasalar mal ve hizmetlerin en iyi şekilde (*birinci en iyi*) tahsisini sağlar. Aynı zamanda, piyasa mekanizmasının genel itibarıyla bir mal ve hizmetin en etkin biçimde (örneğin en düşük maliyetle) üretilmesini garanti edeceği, genel kabul gören bir önermedir. Bu tahsis ve üretimdeki etkinliklere ilaveten, rekabetçi piyasalar yenilik yapmayı ve tüketici tercih yelpazesinde genişlemeyi teşvik etmektedir. Sonuç olarak toplumun ekonomik refahı maksimize olmaktadır. Rekabetçi piyasalar tipik olarak maksimum etkinlikte işlediğinden hükümet müdahalesi gereksizdir ve böyle bir müdahale piyasayı ekonomik etkinlikten uzaklaştırır. Akalın (2002: 90)’a göre piyasa ekonomisi:

“iş bölümünün ve özel mülkiyetin var olduğu, devredilebildiği, serbest fiyatların, sözleşme ve girişim özgürlüklerinin bulunduğu, bilgi edinme maliyetinin çok düşük olduğu, rekabetin ve desentralize karar almanın geçerli olduğu, özel teşebbüsün esas alındığı bir gönüllü mübadeleler zinciri olan ve sonuçta tüketicilerin egemen olduğu gayri şahsî ve doğal iktisadi örgütlenmedir.”

Piyasa ekonomisinde temel unsur fiyat mekanizması olup, bu aynı zamanda ekonominin karakteristiğini yansıtan bir mekanizmadır. Fiyatlar sinyal niteliğinde olup bedava bilgi aktarır, kaynak tahsisini yapar ve bölüşümü tayin eder. Barry (2002: 30)’ye göre:

“Piyasa mekanizmasının ille de kapitalizmle özdeşleştirilmesi gerekmez; o daha ziyade kaynakların özel mülkiyete tâbi olduğu sosyal/ekonomik sistemlerle bağlantılıdır. Piyasa sistemi, özünde, bir adem-i merkeziyetçi süreçte bireylere zevkler, üretim teknikleri, kaynaklar ve benzeri konularda bilgi nakletmeye yarayan bir işaret cihazıdır.”

Tam anlamıyla rekabetçi bir piyasada, firmalar çıktısını fiyatın marjinal maliyete eşit olduğu noktaya dek arttıracaktır. Ancak düzenlenmeyen bir tekellerci fiyatları yükseltmek için üretimi kısar. Ayrıca tekellercinin üretim maliyetlerini düşük seviyede tutması için yeterli müşevvik bulunmamaktadır (Breyer, 1992). Dolayısıyla iktisat yazınında, devletin rolünün piyasa başarısızlıklarını azaltıcı ve tam rekabettekiine yakın mertebede ürünler alınmasını düzenleyici önlemler almak olduğu şeklinde yaygın bir mutabakat mevcuttur. Regülasyonun siyasi bir irade olduğu da unutulmamalıdır. Ne var ki piyasa başarısızlıkları nedeniyle devlet ekonomiye müdahale etmekte ve piyasaya regülasyon dayatmaktadır. Akalın’a göre (2000: 311), “piyasa başarısızlığı ile kastolunan husus, piyasanın pareto optimal ya da birinci en iyi kaynak tahsisini başaramaması yani israfa yol açmasıdır. Piyasa başarısını sağlayan şey ise piyasa müşevvikleri olup piyasanın demir disiplini olarak adlandırılır”.

Piyasa başarısızlıkları nedeniyle, devletin ilgili sektörü düzenleme kapsamına alması gerekebilir. Düzenleme oldukça yüksek miktarda kaynak maliyetleri ile de ilgilidir. Bundan dolayı kimi durumlarda hükümetin müdahalesinin maliyeti müdahale olmaması durumunda ortaya çıkabilecek maliyetlerden daha az olabilir. Piyasayı etkin çıktı düzeyinden uzaklaştıran ya da piyasanın sosyal olarak arzu edilmeyen bir çıktı düzeyi üretmesine yol açan piyasa başarısızlıklarını statik ve dinamik olarak iki kategoriye ayırmak mümkündür. Akalın (2002: 131)’a göre:

“Statik piyasa başarısızlıklarına: monopol ve oligopol, sosyal mallar, dışsallıklar (pozitif veya negatif), doğal tekeller (sürekli ölçekten getiri), gelir dağılımındaki eşitsizliklerin ve yoksulluğun düzeltilmemesi, bilgi edinmenin maliyetinin çok yüksek olması ve asimetrik bilgi”

örnek olarak verilebilirken dinamik piyasa başarısızlıkları ise aşağıdaki gibidir:

“makul bir büyüme hızına ulaşamaması, makro dengesizlikler ya da konjonktür hareketleri: işsizlik ve enflasyon, ekonominin faktör donanımındaki çarpıklık ve bazı faktör arzlarının yetersiz kalmasının üretimi durdurması, insanların zamanı iskonto edebilme kabiliyetlerinin bozuk olması: zaman miyopisi veya geleceği yüksek bir oranla iskonto etme eğiliminin varlığı, mali piyasaların yani para ve sermaye piyasalarının yokluğunun sanayileşmenin finansmanını engellemesi”

Piyasa başarısızlıklarını temel alan ve devletin piyasaya müdahalesini gerekli kılan hedefleri üç ana noktada toplamak mümkündür:

- Makro-ekonomik istikrar: enflasyonla mücadele ve tam istihdam,
- Sosyal adalet: yoksulluk ve gelir eşitsizliklerinin giderilmesi,
- Kalkınma ve büyümenin hızlandırılması.

Ancak devletin piyasaya müdahalesi, kamu açıklarına, enflasyon ve borçlanmaya, tüketimin teşvikine dolayısıyla yatırımların, büyümenin, istihdam hacminin artışının yavaşlamasına ve nüfus baskısının artmasına yol açmaktadır. Devletin piyasa ekonomisine her müdahalesinin **etkinlik** türünden bir **maliyeti** bulunmaktadır. Muhtemelen devletin müdahale ile elde ettiği kazançlar, yol açtığı kayıpların altında kalmaktadır (Akalin 2002: 142).

Piyasa sürecinin teorisinde mübadele sisteminin, daima dengesizlik halinde olduğunu ve piyasanın aynı zamanda bir “keşif usulü” olduğunu belirten Barry (2002: 31)’ye göre:

“Gerçek dünyada tam rekabet bir hayaldir. Çünkü her zaman düzeltilecek fiyat farkları vardır. Aslında sürecin daha isabetli bir tasviri *yarışmacı rekabet* olabilir. Piyasa kendi kendini düzelten bir mekanizmadır ve devletin düzeltici mekanizmasına karşı iki ana sebepten dolayı üstündür. İlk olarak, fiyat sistemi ekonomik toplumda mevcut dağınık bilgiyi (tüketici zevkleri, üretim teknikleri) merkezi komutadan daha iyi koordine eder. İkinci olarak müteşebbislik kârının olmaması halinde, piyasada işlem yapanları motive etmek için çok az motif bulunacaktır. Bu yüzden, müteşebbisler ve onların kâr fırsatlarına yönelik zihin uyanıklığı bu sürecin hayati unsurlarından sayılabilir.”

Regülasyon, devletin kaynak tahsisini etkilemek için piyasanın işleyişine doğrudan müdahalesini içeren geniş bir kavramdır. İşletmelerin mülkiyet rejimindeki değişiklikler, fiyatların yönetimi, bir piyasaya giriş için yasal engeller yaratılması, çevre ve kalite standartlarının belirlenmesi gibi çeşitli tedbirleri içerir. Buradan hareketle regülasyonu piyasa başarısızlıklarını ortadan kaldırmak için devletin fiyat, miktar, kalite, piyasaya giriş ve çıkış engelleri ve diğer yollarla piyasaya yapmış olduğu müdahale (Akça, 2007: 8-22) olarak tanımlamak mümkündür. Regülasyonun biçimi sektörün karakteristiklerine ve regülasyonun amaçlarına göre değişmektedir. Train (1991) regülasyondan, etkinlik ve kâr maksimizasyonu amacıyla hareket eden düzenlenen firmayı etkinliğe yönlendirecek teşvik mekanizmalarının geliştirilmesi gibi iki temel fayda beklemektedir, düzenleyici kurumdan beklenen ise sosyal refahı maksimize etmeye çalışırken firmanın kâr motifine de zarar vermemesidir.

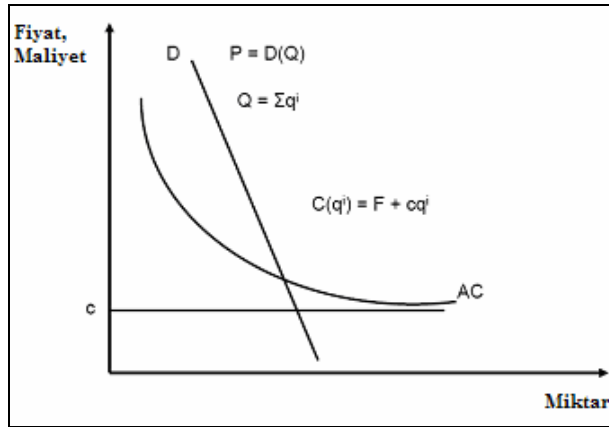
1.2. DOĞAL TEKEL PİYASALARI

1.2.1. Ölçek Ekonomileri

Firmanın uzun dönem maliyet yapısı, ölçeği anlatmaktadır. Ortalama maliyet düşerken üretim artışı sözkonusu ise ölçek ekonomileri ortaya çıkar. Toplam maliyet için benzer bir tanıımı yapan Akça (2007: 8-22) ölçek ekonomilerinin ortaya çıkmasını “firmanın üretimi belli bir oranda artarken toplam maliyetteki artış üretim artışından daha küçük oranda gerçekleşmesi” şartına bağlamaktadır. Ölçeğin artan, sabit ve azalan getiri durumları uzun dönem ortalama maliyetin

(UDOM) sırasıyla azalmasına, sabit kalmasına ve artmasına sebep olur. Uzun dönem toplam maliyetin çıktı ile oransaldan daha az arttığı duruma, (pozitif) ölçek ekonomileri denir. Ölçek ekonomileri, uzun dönem ortalama maliyetin azalmasını ve dolayısıyla da UDOM eğrisinin düşmesini sağlar. Sermaye-emek (K/L) oranı ne olursa olsun çıktı artınca UDOM'ın azalması demek olan ölçek ekonomileri, K/L oranının (girdi fiyatlarının) sabit olduğu özel bir durum olarak ölçeğe göre artan getiriye de kapsar (Ünsal, 2000: 276-277).

Şekil 1. Ölçek Ekonomileri



Kaynak: Joskow (2007).

Şekil (1), $P = D(Q)$ ters talep fonksiyonuyla çizilen toplam piyasa talebinin (D) daha da üstünde olan ölçek ekonomilerine sahip firmayı anlatmaktadır. (i) firmasının maliyet fonksiyonu da $C^i = F + cq^i$ 'dir¹. Bu durumda firmanın üretiminin ortalama maliyeti $AC^i = F/q^i + c$ çıktı (üretim) miktarı arttıkça sürekli düşer. Tek mallı durumda $q^i = Q$ 'e kadar ölçek ekonomileri, bu seviyedeki alttoplamsallık ya da bir başka deyişle doğal tekel için yeterli ancak gerekli şart değildir.

1.2.2. Doğal Tekel Kavramı

Doğal tekel çok büyük ölçek ekonomisinin varlığı ile açıklanır. Öyle ki uzun dönemli ortalama maliyet (UDOM) sürekli azalır ve UDOM eğrisi de düşer. Dolayısıyla birden fazla firma veya tesis yerine üretim ancak bir firma tarafından en düşük maliyetle sağlanır.

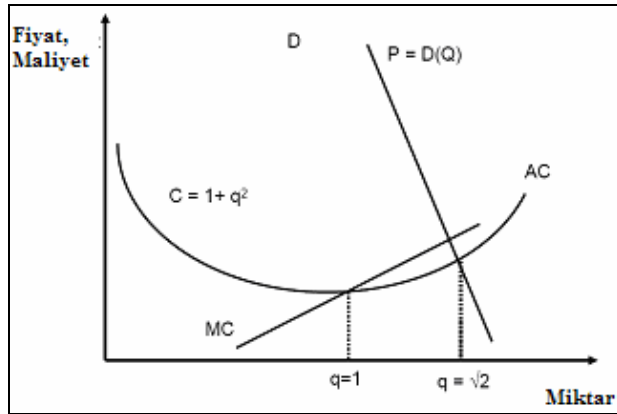
¹ Joskow'un anlatımına göre buradaki maliyet fonksiyonları teknik olarak, w 'nın sabit tutulan girdi fiyatlarının bir vektörü olduğu $C=C(q,w)$ 'dur. Aynı zamanda marjinal teknik ikame haddinin ilişkili girdi fiyat oranına eşit olduğu maliyet minimizasyoncu firmayı yansıtmaktadır (Joskow, 2007).

Endüstrinin malına olan mevcut talebe göre oluşan ölçek ekonomileri nedeniyle tek bir firmanın ürettiği mal miktarı ilgili piyasadaki talebin tümünü karşılayacak derecede arttıkça birim başına yüklenilen ortalama maliyetler de düşmektedir. Bununla beraber, yalnızca bir ürün üretiliyorsa ölçek ekonomisinin varlığı doğal tekelin oluşması için gerek şarttır. Bir tesiste birden fazla ürünün üretildiği hallerde doğal tekelin oluşması için gerek şart alan ekonomisinin varlığıdır (OECD, 1992: 12).

Baumol (1977: 809)'e göre “maliyet koşulları altında açıklandığında çıktı vektörlerinin toplamının maliyeti onları ayrı ayrı üretmenin maliyetleri toplamından daha düşükse” bir doğal tekel durumu mevcuttur. Bu şartlar sağlandığı takdirde çıktı vektörlerini üretmenin tümünün maliyeti en düşük seviyede tek bir firma tarafından sağlanacaktır. *Alttoplamsal (subadditive) üretim fonksiyonu*²na sahip olunması, daha açık bir deyişle *bir firmanın maliyet fonksiyonunun bütün üretim aralığı boyunca birden fazla firmanın maliyetleri toplamından daha az olması durumunda* da ve hizmetin *kesintisizliği*³ (depolanamaz olması) sözkonusu ise doğal tekel oluşabilir.

“Bir firmanın toplam maliyet fonksiyonu $C = 1 + q^2$ ve buna ilişkin ortalama maliyet fonksiyonu da Şekil (2)'de AC_1 olarak gösterildiği şekliyle $AC = q + 1/q$ olsun.

Şekil 2. Alttoplamsallık



Kaynak: Joskow (2007).

Tek mallı bir durumda $q^1 = Q$ 'ye dek ölçek ekonomileri, doğal tekel ya da alttoplamsallık için yeterli fakat gerekli değildir. Burada üretimin tek bir firma tarafından yapılması, aynı üretim

² Alttoplamsal maliyet fonksiyonları için bkz. Panzar (1989: 23-33) ve Sharkey (1982: 25-37). Elektrik için (Cowing 1974; Rose ve Joskow 1990; Jamasb ve Pollitt 2003), telekomünikasyon için (Evans 1983), çok mallı doğal tekeller için (Fraquelli, Pichenza ve Vannoni, 2004)

³ Kısmen bkz. Baumol, Panzar ve Willig (1982). Aynı zamanda Sharkey (1982).

seviyesinin çok sayıda firma tarafından yapılmasından daha az maliyetli olabilir. Ölçek ekonomilerinin bulunduğu yerde ($q < 1$) bir çıktı (ürün) aralığı mevcuttur. Daha sonra maliyet fonksiyonu ($q = 1$) olacak şekilde düzleşmekte ve müteakiben ölçeğe göre azalan getiriler ($q > 1$) aralığına girmektedir. Her ne kadar bu aralıkta ölçeğe göre azalan getiriler mevcutsa da, bu maliyet fonksiyonu, $q > 1$ 'in bazı değerleri için hala alttoplamsaldır. Bu durum piyasa talebi $P = D(Q)$ 'nın etkin üretimin iki firma tarafından yapılmasını sağlayacak kadar büyük olmamasının sonucudur⁴ (Joskow, 2007).

Belirli özellikler doğal tekelleri diğer mal ve hizmet üreten endüstrilerden farklılaştırmaktadır. Doğal tekeller ilk yatırım maliyetleri çok yüksek olan ve dolayısıyla da sabit maliyetleri çok büyük nitelikteki endüstrilerdir. Dolayısıyla piyasa faaliyetlerinin tek bir firma tarafından yapılması kaynak israfının önüne geçmek için gereklidir. Sabit ilk yatırım maliyetini müteakip marjinal çıktı için yüklenilen ilave maliyet sürekli düşmektedir. Firmanın piyasa payı arttıkça ve genişledikçe birim maliyetleri de bununla orantılı olarak düşmektedir. Ağ endüstrileri olarak isimlendirilen bu tür endüstriler arasına demiryolu, havayolu ve şehir içi otobüs taşımacılığı, elektrik, doğal gaz, su, posta, radyo, TV, telekomünikasyon vb. girmektedir.

Doğal tekellerde fiyatlar marjinal maliyetten daha üst bir seviyede belirlendiğinden *tahsiste etkinlik* bozulmakta, ancak fiyatları marjinal maliyete indirebilmek için tahsiste etkinliği sağlamak adına piyasaya rekabeti getirmek de *üretimde etkinsizliğe* yol açmaktadır. En etkin üretim tekniği ağır sabit maliyetlere ihtiyaç duyuyorsa kısa ve uzun dönem marjinal maliyetler farklılık arz etmekte ve *yıkıcı rekabet* oluşabilmektedir. Talep oldukça değişkense ve böylelikle firmaların ortalama olarak aşırı kapasitede olması gerekiyorsa ve talebin yüksek olduğu zamanlarda diğer tedarikçiler tarafından piyasaya giriş mümkünse; rekabet fiyatlandırma seviyesinin sermayenin yerine koyma optimal seviyesinin altında teşekkül edebilecek ve tek başına bırakıldığında piyasa en etkin tekniklerin hakim konuma gelmesine izin vermeyecektir (Kahn, 1971).

1.2.2.1. Batık Maliyetler

Batık maliyetler uzun süreli fiziki ya da beşeri varlıklara yapılan alternatif bir kullanımda ise değeri düşen ya da değersiz hale gelen ifade eder. Joskow (2007)'a göre “düzenlenmemiş doğal

⁴ “Burada firmanın maliyet fonksiyonu $C(q)$, firmanın herhangi bir çıktı seviyesini etkin bir şekilde ürettiğini varsayan uzun dönemli bir maliyet fonksiyonudur. Firmanın maliyetlerinde X-Etkinsizliği bulunmamaktadır” (Joskow, 2007).

tekellerde ortaya çıkan önemli performans sorunlarındanır”. Doğal tekellerin geleneksel tanımlamalarında ifadesini bulmayan önemli bir maliyet unsurudur.

Batık maliyetler uzun dönemli neoklasik maliyet fonksiyonlarında da yer almamaktadır. Doğal tekeller oldukları gerekçesiyle düzenlenen endüstrilerin çoğunun –demiryolları, elektrik ve doğal gaz endüstrileri (Hammond, Helm ve Thompson, 1985), su ve kablolu televizyon şebekeleri vb.- niteliğinde büyük miktarda batık sermaye maliyetleri mevcuttur. Sözgelimi *doğal gaz dağıtımı* “batık maliyetli imtiyaz yoluyla rekabete açılabilir bir doğal tekeller” iken, *doğalgaz iletimi* “batık maliyetli ve ölçek ekonomileri ve alttoplamsallık nedeniyle rekabet getirilemeyecek endüstri”dir. Elektrik dağıtımı ise göreceli rekabet ile rahatlıkla gözlenebilecek bir piyasadır. Dahası, Weitzman’ın (1983) da ifade ettiği gibi “ölçek ekonomilerinin iktisadi tanımlamalarının daha anlamlı olabilmesi için en azından batık maliyetlerin de hesaba katılması gerekir ve bu amaçlarla batık maliyetleri hesaba katmadan yalnızca sabit maliyetlerle açıklamak kullanışlı ve çok fazla iktisadi de olmaz”.

Batık maliyetlerin yokluğunda piyasaya giriş ve çıkış maliyetsiz olacağından *piyasadaki firmalarla potansiyel olarak piyasaya girebilecek firmalar* arasında gerçekte bir fark olmayacaktır. Batık maliyetler düzenlenen firmaya aynı zamanda fiyatların başa baş seviyesinde tutulması ve eşzamanlı olarak piyasaya girişten caydırılması amaçlarıyla tasarlanması gibi stratejik davranışlar için potansiyel fırsatlar yaratır. Daha açık deyişle batık kapasite maliyetleri piyasada düzenlenen ya da piyasaya ilk giren firmaya stratejik olarak piyasaya girişten caydırmak veya girişin ölçeğini düşürmek için fırsat yaratmak suretiyle *piyasadaki ve piyasaya girmeye hazırlanan firmalar* arasında bir asimetri yaratır.

1.2.3. Doğal Tekellerde Optimal Fiyatlandırma

Genellikle doğal tekelleri firma, düzenlenen fiyatlar üzerinden talebin tümünü karşılamakla yükümlüdür. Müteakiben firmanın kâr maksimizasyonuna gitme yolu belirgin sınırlarla kapatılmış durumdadır. Alternatif düzenleme modelleri ya doğrudan kâr sınırlamalarıyla (veri eşik değerler içinde olması şartı konarak) ya da fiyat tavanı dayatarak veya yatırım üzerindeki içsel getiri oranına üst limit uygulamak suretiyle dolaylı kâr sınırlamalarıyla ilgilenmektedir. Bunun sonucu olarak fiyat seviyesi ile fiyat yapısını düzenleyen değişik modeller mevcuttur. Optimal fiyatlandırma kurallarının en başında düzenleyici modelin düzenlenen firmayı maliyet minimizasyonu çabasına en fazla yaklaştırması gelmekte ve sırasıyla dördüncü, üçüncü, ikinci ve birinci en iyiye doğru bir pareto iyileştirmesi ve deregülasyon süreci hedeflenmektedir.

1.2.3.1. Marjinal Maliyet Fiyatlandırması

Refah maksimizasyonunu amaçlayan, tam bilgiye sahip düzenleyiciyi ele alalım. Doğal tekellere hangi fiyatları dayatması gerektiği konusunda iki adet kural bulunmaktadır. İlkinde herhangi bir kâr sınırlaması olmayan, tüketici ve üretici artığının toplamının maksimizasyonu olan durumda, düzenleyici, marjinal maliyetlere karşılık gelen fiyatları belirleyecektir. En yüksek toplam artık, marjinal maliyetin taleple kesiştiği noktada olduğundan, bu noktadan sonra üretime devam etmek, maliyetlerin tüketici fazlasını aşması nedeniyle toplam artığın azalmasıyla sonuçlanacaktır. Tahsiste etkinlik sağlanacaktır.

Dışsallıklar ve ölçek ekonomileri nedeniyle Pareto etkin marjinal maliyet fiyatlandırması Train (1991: 16)'e göre toplam refahı maksimize eden birinci en iyi sonuç olmamaktadır. Marjinal maliyet fiyatlandırması ayrıca sigorta ve vadeli işlem piyasalarının yokluğunda da optimal olmamaktadır. Bu durum Eaton ve Rosen'ın (1980) optimal gelir vergisi sonucuyla örtüşmektedir. Modellerinde devlet, gelir vergisi oranını ve götürü vergilendirmenin seviyesini belirler. Hanehalkı, reel ücretleri hakkında bilgiye sahip değildir. Bu durumda tamamıyla götürü bir vergilendirmeye nazaran pozitif bir gelir vergisi oranı belirlemek optimal olmaktadır, ki bu hanehalkları için ücret riskine karşı belirli bir sigorta olmaktadır.

Newbery ve Stiglitz (1981) de arz şoklarına maruz kalan bir mal piyasasının sigorta piyasasının yokluğunda pareto-etkin çıktılar verip veremeyeceğini sormaktadır. Şayet firmanın marjinal maliyet fiyatlaması sonucu zararı büyük seviyeye ulaşacak olursa, düzenleyici hasılat-maliyet kısıtı altında üretici ve tüketici artıklarının toplamını maksimize edecek fiyatları seçebilir. “Bu kısıt için ya zararın çok büyük olmaması ya da firmanın hasılatının en azından üretim maliyetlerini kurtarması veya minimum derecede bir kâr elde etmesini gerektirir”. Bu durumda Ramsey fiyatları seçilmelidir.

1.2.3.2. Ramsey Fiyatlandırması

Birden fazla mal üreten firmanın tekeli olarak kaldığı piyasada optimal fiyatlandırma meselesi bu başlık altında incelenebilir. Telekomünikasyonda hat kiralari, uzun mesafeli ve yerel arama ücretleri arasındaki denge; demiryolunda zirve ve zirve dışı hizmetin göreceli fiyatının makulluğu; enerji endüstrilerinde de fiyatların coğrafi yapısı ve bunlara ek olarak daha birçok etken önemlidir. Bu noktada Ramsey fiyatları ortaya çıkmaktadır. Çünkü bu fiyatlar, kâr kısıtı altında tüketici artığını maksimize etmesi nedeniyle optimal olmaktadır.

Ramsey (1927), veri bir vergi hasılatının dolaylı vergilendirme sayesinde asgari refah kaybıyla artırılabilmesi meselesine değinmiştir. Yine de veri üretici fiyatları için dolaylı vergilendirme, tüketici fiyatlarının seçimi anlamına geldiğinden, teorisi *kamu kolaylıklarının* (kamuya ait doğal tekellerin) fiyatlarının regülasyonu meselesine doğrudan aktarılmıştır. ‘Optimal ikinci en iyi fiyatlandırma’ olarak da bilinen Ramsey fiyatlandırması maliyetlerin, fiyatların marjinal maliyetlerden sapması nedeniyle tüketici fazlasında oluşan kaybı minimize edecek şekilde tahsisini zorunlu kılmaktadır (Ramsey, 1927 ve Baumol ve Bradford, 1970).

Ramsey, refah kayıplarının asgariye indirilebilmesi için fiyatların, talep esnekliğiyle ters orantılı olarak artırılmasını öngörmekte ve Ramsey fiyatlandırması: (P_i) i. ürünün fiyatı, (MC_i) marjinal maliyeti, (η_i) talep esnekliğinin değeri ve (λ) sabit bir sayı olmak üzere,

$$\frac{P_i - MC_i}{P_i} = \frac{\lambda}{\eta_i}$$

eşitliğiyle ifade edilmektedir.

Kamu sektörü fiyatlamasında *veri kâr kısıtı altında genel denge modelini* ilk sunan Boiteux (1956, 1971), farklı hizmet gruplarına hizmet götüren tek bir tekелci ile *ters esneklik kuralını* türetmiştir. Bu durumda Ramsey fiyatlandırması, birden fazla mal ve hizmet üreten tekellerde marjinal maliyet fiyatlandırmasına bağlı olarak oluşabilecek tüketici tercihlerini en az etkileyecek bir tarife yapısının oluşturulmasında *talep esnekliklerini* dikkate almaktadır. Ramsey-Boiteux aslında “fiyatları marjinal maliyete eşitlemek açıkla sonuçlanır” tezini savunmaktadır. Ramsey fiyatlandırmasının en çok bilinen özel hali, “ters-esneklik kuralı”dır: eğer tüm çapraz fiyat esneklikleri ihmal edilirse, o zaman, herhangi bir fiyatın marjinal maliyetlerden göreceli bir sapması, daha yüksek teşekkül eden talebin fiyat esnekliğine işaretler, daha düşük teşekkül eder. Bös (1994)’e göre Ramsey fiyatlandırmasında, talep esnekliği düşük olan hizmetlerde marjinal maliyetin oldukça üzerinde, talep esnekliği yüksek olan hizmetlerde ise marjinal maliyetlere daha yakın fiyatlar belirlenerek ortalama maliyetleri karşılayacak bir ortalama fiyata ulaşmaktadır⁵. “Ramsey firması, tüm talep esnekliğini $1 / \lambda > 1$ şeklinde abartan bir *kâr maksimizasyoncu tekелci gibi* davranır. Tekelciye aynı zamanda Ramsey

⁵ Ramsey fiyatlandırmasının ‘N’ tane mal üreten bir firma için karakterize edildiği marjinal durumları gösteren detaylı bir analiz için bkz. Bös (1994) ve ayrıca bkz. Cuthbertson ve Dobbs (1996: 229-247). Philips ve Robertson (1975) da analizinde düzenlenen, çok mal üreten işletmeler için optimal fiyatlandırma koşullarını anlatırken Ramsey fiyatlandırmasının en çok bilinen “özel hali” olan “ters esneklik” kuralına işaret etmekte ve çapraz ikame etkisi sıfır ise fiyatların marjinal maliyetlerden sapmasının talebin esnekliğiyle ters orantılı olduğunu ileri sürmektedir.

fiyatlarını seçmesi karşılığında –eğer düzenleyici kurum tüketici artığı fonksiyonunu biliyorsa- teşvik verilebilir” (Bös, 1994).

Esnekliklerin abartılması, firmanın fiyatları marjinal maliyetler seviyesinden yukarı çekme konusunda kâr maksimizasyoncu tekeldiden daha ihtiyatlı davranması anlamına gelmektedir; fiyatlar daha fazla ihtiyatla belirlenir, bir fiyat artışı durumunda talep daha kolayca azalır. Tekelci fiyatlarının aksine, yine de, Ramseyci firmanın ihtiyatlı davranışı kâr maksimizasyoncu tekeldiden daha düşük fiyatların oluşmasını sağlamakta, bu da sonuç itibarıyla kâr kısıtının tekeldi kâr seviyesinden daha düşük olarak belirlenmesiyle mümkün olmaktadır.

Uygulamada ise düzenleyici kurumlar genellikle tam bilgiye sahip değildir. İlk başta, düzenleyicinin ve kamu işletmesinin yöneticisinin eşit bir şekilde kötü bilgilendirildiği durumda ortaya çıkan *ahlaki çöküntü* meselesi mevcuttur. Bu durumda hem tahsiste hem de üretimde etkinlik “*mağazanın ajana satılması*” ve Loeb-Magat (1979) mekanizması vasıtasıyla sağlanır: düzenleyici yöneticiye tüketici fazlasını götürü transfer yerine geçmek kaydıyla verir. Yöneticinin kâr elde etmesine izin verilir. Dolayısıyla yönetici de üretici ve tüketici artıklarının toplamını maksimize edecek ve birinci en iyiyi elde edecektir.

Bu mekanizma bütün riski yöneticiye kaydırıp düzenleyiciden uzak tuttuğundan pratikte bu mekanizma uygulanmamaktadır; aynı zamanda asimetrik bilgi de düşünülecek olursa bu mekanizma çok pahalı olmaktadır. Düzenlenen firmanın yöneticisinin düzenleyiciden her zaman daha iyi bilgiye sahip olduğu bilinen bir gerçek olduğundan simetrik bilgiye nazaran asimetrik bilginin varlığı daha makul ve akla yatkındır.

Bu yüzden, modern regülasyon teorisinin yoğunlaşma alanlarından biri de regülasyon kararının verildiği zaman bilginin asimetrik bir dağıtıma tabi tutulduğu *ters seçim problemi* olmaktadır. Literatürde düzenleyici ile kamu işletmesi arasında özel bir tür sözleşme yapıldığı ve bunun sonucunda düzenleyicinin de rahatladığı sözleşmeler yapılabileceğine dair çalışmalar bulunmaktadır. Bu sözleşmede yöneticiden özel bilgisinin gerçek değerini açıklaması istenir, ve gerçekleri ifşa etmeye ikna olduğu için özel tasarlanmış bir gelir müşevviği elde eder (“ifşa prensibi/revelation principle”). Green ve Laffont (1977), Dasgupta, Hammond ve Maskin (1979) ve Bester ve Strausz (2001) tarafından ortaya konan ifşa prensibi eksik bilgi altında tek bir ajanla yapılan sözleşmeler için mekanizma tasarımı ve uygulama teorisi için kılavuz niteliğindedir.

Armstrong, Cowan ve Vickers (1994: 25), düzenleyici kurumun endüstrideki koşullar ve düzenlenen firmanın performansı hakkında tam bir bilgi sahibi olduğu varsayıldığında, optimum fiyatların ve firmayı maliyet azaltmaya yöneltmeye sağlayacak uygulamaların tespitinin yalnızca bir hesaplama sorunu olduğunu belirtmiştir. Oysa ki gerçekte, firmanın gerek endüstrideki maliyet ve talep koşulları, gerekse de maliyet düşürmeye yönelik kendi performansı hakkında düzenleyici kurumdan daha fazla bilgiye sahip olduğu genel kabul gören bir husustur⁶. Uygulamada düzenleyicinin tüketici artığını hesaplayabilmesi de mümkün gözükmemektedir. Vogelsang (1989) ile Vogelsang ve Finsinger (1979), düzenleyici kurumların maliyetler ve talepler hakkında eksik bilgiye sahip oldukları ortamda tekeli firmasının Ramsey fiyatlarını uygulamasını sağlayacak ustaca hazırlanmış bir mekanizma önermektedir. Zaman periyodunu dikkate alacak şekilde, zaman kısıtının t , fiyatın P , miktarın Q ve toplam maliyetin C olduğu:

$$\sum_{i=1}^2 P_{i,t} Q_{i,t-1} \leq C_{t-1}$$

denkleminde ifade edildiği şekliyle: *önceki dönemin miktarlarını yeni fiyatlarla satın almanın tüketiciye maliyeti firmanın son dönemdeki toplam maliyetinden daha büyük olmamalıdır*. Bu kısıtta yukarıdaki denklemin sürekli tekrarlanması kârları sıfıra götürecektir ve Ramsey fiyatları elde edilecektir.

Almanya’da cep telefonu operatörlerinin regülasyonunu inceleyen Kruse (2003), şirketlerin Ramsey fiyatlandırması yapısına yaklaştıklarını öne sürmüştür, ona göre bu aynı zamanda kâr maksimize edicidir. Fakat Ramsey fiyatları yine de tüm ekonomi için refah maksimize edici özelliktedir. Yine ona göre esasında tekel fiyatları ve Ramsey-Boiteux fiyatları teorik bağlamda benzerlik göstermektedir. Her ikisi de –yalnızca kullandığı kısıtlar değişmekle beraber- kısıt altında maksimizasyon sorununa çözüm getirmektedir. Dolayısıyla, ters esneklik kuralı gibi çözümlerin mantığı benzerlik göstermekte, yalnız ortaya çıkan çözümler değişmektedir. Tekel fiyatları sadece daha yüksek olmakla kalmayıp aynı zamanda değişik fiyat yapıları ortaya çıkmaktadır.

Vogelsang ve Finsinger (1979), belirli koşullar altında (özellikle miyop –uzağı göremeyen- bir tekeli ile) bir tavan fiyat rejiminin Ramsey-Boiteux fiyatlarında birleştiğini göstermiştir. Yalnız

⁶ Asimetrik bilgi altında fiyat regülasyonuna ve firmanın maliyetlerinin doğru bir şekilde gözlemlenemediği durumda teşvik edici fiyatlandırmaya yönelik detaylı çalışmalar için bkz. Baron ve Myerson (1982), Laffont ve Tirole (1993) ve Braeutigam (1989).

bu birleşme tekel fiyatlarının Ramsey-Boiteux fiyatlarına doğru hareketinde fiyat yapılarının da değişmesini gerektirmektedir.

Literatürde asimetrik bilgi Ramsey fiyatlarının, tam bilgi modelindeki (tipik kâr kısıtı olduğu varsayımı altındaki) Ramsey fiyatlarından daha yüksek oluşacağı tahmin edilmektedir. Asimetrik bilgi, firmanın düşük ya da yüksek maliyetli oluşuna bağlı olarak değişen bir şekilde daha yüksek veya düşük fiyat ortalamaları sonucunu vermektedir.⁷

1.2.3.3 İki Kısımlı Tarife

Tek tarife sistemine kıyasla daha yüksek bir üretici ve tüketici rantı toplamından hareketle daha yüksek bir refah seviyesine işaret eden iki kısımlı tarife sistemi “tekelnin başabaş noktasına ulaşmasını sağlamak üzere, hizmetin niteliğine göre; hizmete/şebekeye üçüncü kişilerin erişiminin, hizmetin sürdürülebilir durumda bulundurulmasının (bakım ve onarım) ve tüketimin ayrı ayrı tarifelenmesi” (Littlechild, 1975: 661) olarak tanımlanmaktadır.

Fiyatın/tarifenin ilk kısmı tüketimden bağımsız olarak belirlenir ve erişim maliyetlerini kapsar ve toplamda sabit maliyetlerin geri kazanılmasına izin verir. İlk kısım özellikle –sözgelimi uzak bölgelerdeki doğal gaz tüketicileri gibi- erişim maliyetleri yüksek olan tüketiciler için sübvansiyon ögesi (düşük erişim maliyeti olan müşterilerle aynı ücreti ödemeleri gibi) içerebilir. İkinci kısım ise hizmetin kapasite kullanımına ilişkindir ve marjinal maliyetlerde veya ona yakın olarak fiyatlandırılabilir (Kahn ve Shew, 1987).

Armstrong, Cowan ve Vickers (1994)’a göre, iki kısımlı tarifede makul şartlar altında götürü bedel sabit maliyetleri aşmalıdır ve bu yüzden beklenen işletme hasılatı beklenen işletme maliyetinin altında gerçekleşmelidir. Burada tüketici daha düşük ortalama fiyatlar uğruna sabit maliyetleri finanse etmek için gerekli götürü bedelden daha yüksek bir götürü bedeli ödemeye hazırdır. Bu önerme maliyetlerin kompozisyonu hakkında asimetrik bilgi mevcutken fiyatların gözlenen maliyetlerdeki değişmeye tam olarak cevap vermemesini gerektirir. Bu tür bir fiyatlandırma hem fiyatı marjinal maliyete eşitleyerek bölüşümde etkinliği sağlamakta, hem de sabit maliyetleri tüketiciler üzerine dağıtarak firmanın zarar etmesini önlemektedir (Viscusi, Vernon ve Harrington 2000: 349).

⁷ Eksik bilgiye sahip düzenleyici kurumun yöneticiye bilgisini elde etme karşılığında vereceği ranta ve yönetsel gelirlerin analizine ilişkin detaylı değerlendirme için özellikle bkz. Bös ve Peters (1991) ve Bester ve Strausz (2001).

1.2.3.4 Zirve ve Zirve-dışı Fiyatlandırma

Akalın (1998: 147)'ın tanımlamasına göre:

“Bazı mal ve hizmetlerin talebinde dalgalanmalar ortaya çıkmaktadır. Bu dalgalanmalar genellikle kamu kesimi tarafından üretilen temel nitelikteki mal ve hizmetlerde görülür. Belli bir dönem içerisinde bir mal veya hizmete olan talepteki değişiklik karşısında talebin en yüksek olduğu durum zirve/doruk talep bunun dışında kalan durumlar ise zirve/doruk dışı talep olarak isimlendirilir”.

Talep düşük düzeydeyken şebekede atıl kapasite üretim maliyetlerini yükseltmekte, talep zirvedeyken ise (puant, pik) şebekedeki emre amade üretim kapasitesi tam ya da tama yakın düzeyde gerçekleştiğinden kimi tüketicilerin şebekeden faydalanamama durumu ortaya çıkmaktadır.

Fiyatların sadece arz tarafından belirlenmemesi, toptan satış fiyatının perakende satış fiyatına yakın olması ve arbitraj olanaklarının sıfıra inmesi için kapasite fazlası ve eksikliği durumlarının her ikisinde de fiyatların marjinal üretim maliyetlerini yansıtması gerekmektedir. İşlem gören emtianın anlık değerini yansıtan fiyatın ortaya çıkarılması (price discovery) sürecine tüketim tarafının da katılması için piyasa tabanlı bir yük dengelemesi ve uzlaştırma yönetimi yapılmalıdır, böylelikle başarılı işletme ve kapasite minimizasyonu kapasitenin tam ve etkin kullanımını sağlamaktadır. Kamu kolaylıklarının bu tip zirve talep sorunları iktisatçıları (Boiteux 1949; Steiner 1957; Hirshleifer 1958; Williamson 1966) kârdan ziyade sosyal refahın maksimizasyonunu temel alan fiyatlandırma kuralları içeren modellemelere yönelmelerine neden olmuştur. Onlara göre zirve dışı tüketicilere uygulanan fiyatlar yalnızca marjinal işletme maliyetlerini, zirve tüketicilerine uygulanan fiyatlar ise zirve tüketicileri kapasiteye baskı yaptıklarından marjinal işletme ve marjinal kapasite maliyetlerini yansıtmalıdır.

Gün içinde saatlik bazda ve yıl içinde günlük, aylık ve üçer aylık periyotlarda değişen elektrik ve doğal gaz talep yapısı başlıca örneklerdendir. Zirve-dışı talep müşterileri sadece marjinal işletme maliyetlerini; zirve talep müşterileri ise kapasiteye baskı yaptığından marjinal işletme ve marjinal kapasite maliyetlerini karşılayacak şekilde ücretlendirilmelidir. Joskow (1976), “zirve-dışı fiyatlandırmadan sağlanacak faydanın yalnızca, marjinal enerji maliyetleri terimleriyle yeniden yazılırsa mümkün olacağını” belirtmektedir. Joskow, 1997 yılında (Joskow, 1997) ABD’de elektriğin hanehalkı tüketicilerine satış fiyatının ortalama 8,4 \$cent/kWh, konut tüketicilerine satış fiyatının ise ortalama 4,7 \$cent/kWh olduğundan bahisle aradaki bu farkın “sağlanan elektriğin yük faktörü ve voltaj seviyesindeki değişiklikleri” yansıttığını belirtmektedir.

Diğer yandan Panzar (1976), alışılmış zirve talep fiyatlandırması sonucuna geleneksel teorideki sabit teknolojik varsayımlar nedeniyle varıldığını ve bu fiyatlandırmanın, zirve talep sorununun temel doğasına ait bir sonuç içermediğini öne sürmüştür. Weintraub (1970: 512-513), “zirve talep fiyatlandırmasında bir *bedavacılık* (free rider) sorunu” görmekte ve “*çıktı maksimizasyonunu*, alternatif bir çözüm” olarak önermektedir. Ona göre, “fiyatlar zirve ve zirve-dışı çıktının maksimize edildiği şekliyle ayarlanırsa maliyetler kapsanacaktır ve zirve fiyatı, zirve-dışı fiyatına eşit, ondan daha büyük veya küçük olabilecektir”. Ancak bu durumda zirve fiyatlandırmasının asıl işlevlerinden olan yük yönetimi, kapasitenin arzu edilir bir tek biçimli seviyeye çekilerek iyileştirilmesi, aynı zamanda zirve ve zirve-dışı müşterilerin o mala attıkları göreceli değerin ihmal edilmesi ve kapasite maliyetlerinin karşılanamaması durumları ortaya çıkacaktır ki sonuç olarak aslında zirve fiyatı her zaman zirve-dışı fiyatından daha yüksek olmalıdır.

Avrupa’da uzun süredir uygulanan ve Türkiye’de de 2006 yılında uygulanmasına başlanan elektrik piyasasında saatlik, günlük, aylık ve yaz-kış olarak mevsimlik ve bu parametrelere ilaveten bölgesel dalgalanmalar, TV yayıncılığında belirli popüler saatler (prime time), doğal gaz piyasasında yaz-kış olarak mevsimsel ve yine bölgesel dalgalanmalarda bu fiyatlandırma seçeneği kullanılmaktadır.

1.2.3.5 İçsel Getiri Oranı Regülasyonu

İçsel getiri oranı regülasyonu (rate of return) fiyat regülasyonunun temeli olarak ABD, Kanada ve Japonya gibi düzenleyici kurumların, doğal tekellerin varlıklarına dayalı olarak kazanabilecekleri içsel getiri oranını belirlediği ülkelerde (Alexander ve Irwin, 1996) regülasyonun hakim biçimi olarak uygulanmaktadır.

İçsel getiri oranı regülasyonu altında tarifeler, düzenlenen varlık değeri üzerinden izin verilen bir içsel getiri oranı oluşturması yoluyla belirlenir. Düzenlenen fiyat daha sonra düzenleyici tarafından aşağı ya da yukarı yönde revize edilebilmektedir. İzin verilen getirinin (içsel getiri oranının) belirlenmesine ilişkin süreci anlatan ampirik çalışmaların en eskilerinden birini Joskow (1972) yapmıştır. Joskow oldukça yeni bir çalışmada (2007), içsel getiri oranının belirlenmesi için değişkenleri aşağıdaki gibi sınıflandırmaktadır:

1. “İşletme maliyetleri (OC)

2. Sermayeye ilişkili maliyetler (veri bir zaman dilimi içinde hizmetin maliyetini içeren sermayenin kiralama fiyatları) ki bu bedeller aşağıdakilerin bir fonksiyonudur:
 - i. firmanın düzenlemeye tabi varlık tabanı (oran tabanı) (RAV)
 - ii. düzenlemeye tabi varlık tabanındaki yıllık amortisman miktarı (D)
 - iii. düzenlemeye tabi varlık tabanındaki izin verilen içsel getiri oranı (s)
 - iv. firmanın gayrisafi kârı üzerinden alından gelir vergisi oranı (t)
3. Diğer maliyetler (franchise ücretleri vb.) (F)”

Bu durumda düzenlenen firmanın toplam hasılat gereksinimi veya t yılındaki hizmetin maliyeti:

$$R_t = O_{c_t} + D_t + r(1+t)RAV + F_t$$

olarak verilmektedir. Her ne kadar Joskow (2007) izin verilen içsel getiri oranını toplam sermaye, borçlar vb. terminolojisi ile açıklamışsa da Hagerman ve Ratchford (1978) tarafından yapılan ilgili bir çalışma da izin verilen içsel getiri oranını hem iktisadi hem de siyasi değişkenlerle analiz etmiştir.

İçsel getiri oranının uygulanması diğerlerine nazaran daha kolaydır ve bir “maliyet artı” (cost plus) formülüne dayanmakta:

$$R = O + s(V - D)$$

ve R 'nin toplam hasılat, O 'nun işletme masrafları, s 'nin izin verilen içsel getiri oranı ve $(V - D)$ 'nin cari yerine koyma maliyetlerinde varlıkların amortismanının değeri şeklinde tanımlanan “*oran tabanı*” olduğu denklemle formüleleştirilmektedir. Düzenleyiciler oran tabanını $(V - D)$ ya da işletme masraflarını ayarlayabilmektedir.

Tekelin düzenlenen mal ve hizmetler için tahsis ettiği varlıkları üzerinden belirli bir içsel getiri oranı ile sınırlandırılması ve bu ürünlere uygulayacağı fiyatların bu karlılık oranını sağlayacak şekilde, düzenleyicinin onayı ile belirlenmesi esasına dayanan bu yöntem, doğası gereği firmayı üretimini artırmaya yöneltmekte ve düzenleyicinin belirleyeceği tarife yapısına da bağlı olarak tahsiste etkinliği sağlamaktadır. Fiyatın maliyet artı kâr olarak belirlenmesi firmayı belirlenen fiyatta oluşacak tüm talepleri karşılamaya teşvik etmektedir. Firmanın üretimini kısırak yapay kıtlık yaratması ve fiyatlarını artırması mümkün değildir. Tespit edilen fiyatın talep koşullarını yansıtma derecesine göre tahsiste etkinlik sağlanabilir.

Ne var ki içsel getiri oranı regülasyonunun ve *maliyet artı kâr* fiyatlandırmasının ortaya çıkardığı birçok sorun bulunmaktadır. Breyer (1992) içsel getiri oranı regülasyonunu ekonomik etkinlikten uzaklaştıran sorunları aşağıdaki gibi belirtmektedir:

1. Kârın hesaplanmasında baz olarak alınacak varlıkların tespiti,
2. Oran tespitinde kullanılacak yöntem,
3. Üretimde etkinliği teşvik edecek baskı unsurlarının kaybolması, aşırı kapitalizasyon eğilimi vb.
4. Baz olarak alınan yıl (talebin faaliyet yılında da aynı kalacağının varsayılması, işletme maliyetlerindeki değişimin öngörülen fiyat artışlarından farklı olması)
5. Tarife yapısının tespiti

Maliyet artı kâr fiyatlandırması firmayı maliyet minimizasyoncu olmaktan alıkoymaktadır. Averch ve Johnson (1962) ve Baumol ve Klevorick (1972) kâr maksimizasyoncu içsel getiri oranı ve sermayenin piyasa maliyeti arasında bir seviyede belirlenen adil içsel getiri oranına tabi olan neoklasik kâr maksimizasyoncu tekelcinin davranışını analizine katmıştır. İzin verilen içsel getiri oranı genellikle sermayenin maliyetini aşkın bir değerde belirlendiğinden Averch ve Johnson (1962), içsel getiri oranı regülasyonunun, düzenlenen firmaların aşırı yatırım ve sosyal olarak etkinsiz kaynak tahsisi ile düzenlemeye tabi varlık tabanını şişirmelerini teşvik edeceğini göstermiştir.

İçsel getiri oranı regülasyonunda uygulanan fiyat, amortismanlar ile değişken maliyetler ve kâr toplamına eşit olduğundan burada hem amortismanlar hem de kâr varlıkların bir fonksiyonu olmaktadır. Bu ilişki, firmanın varlıklarını arttırdıkça kârını da arttıracaklarını ima etmektedir. Kârın, firmanın düzenlenen faaliyetlere tahsis ettiği varlıklarına dayandırılması, aşırı kapitalizasyonu teşvik etmektedir. Bu durum işgücü aleyhine bir teşvik yaratmakta ve işgücü-sermaye faktörlerinin (K/L) optimal kullanımı dengesini bozmaktadır. Bu durum, Aversch-Johnson (1962) tarafından önerilmiş olup *A-J etkisi* olarak adlandırılmaktadır. A-J etkisi **aşırı kapitalizasyon** nedeniyle sermaye maliyetinin artması ve bunun da firmanın uzun dönem ortalama maliyetlerini arttırmasıyla oluşan refah kaybını ifade etmektedir. Nitekim A-J etkisine oldukça benzer bir şekilde Joskow da (1997) 1970li ve 1980li yıllarda ABD elektrik endüstrisindeki üretim kapasitesine yapılan aşırı yatırımın elektrik fiyat artışlarına yaptığı katkıyı ortaya koymuştur.

Ayrıca firma kaynak kullanımında etkin olsa da olmasa da her zaman tarifelerle karşılaşacağını bildiğinden firmanın maliyetlerini azaltması için hiçbir müşevvik bulunmamaktadır. Firmanın üretimde etkin olması, yani maliyetleri düşürecek araştırma ve geliştirme yatırımları yapması ve

değişken masraflarını azaltacak tedbirleri alması halinde, bu çaba daha düşük fiyat olarak tüketiciye yansiyacak, ancak yatırımcı açısından bir kazanç yaratmayacaktır.

Firmanın birden fazla faaliyet alanı olduğu takdirde faaliyet alanlarından bazıları düzenleyici tarafından denetlenmeyen rekabet piyasalarında ise ortaya iki temel sorun çıkmaktadır. Firma bünyesinde oluşan ortak maliyetler birtakım maliyet dağıtım fonksiyonları ile (örneğin üretim miktarlarına göre oransal dağılım) düzenlenen faaliyetlere daha çok yansiyacak şekilde dağıtılabilecektir. Bu durum öncelikle düzenlenen faaliyetlerde maliyetleri ve doğal olarak fiyatları artıracak ve refah kaybına yol açacaktır. İkincisi ise, rekabetçi piyasalarda firma rekabet avantajı kazanacak ve rakiplerini yok etmeye yönelik fiyat politikası izleyebilecektir. Bu nedenle, regülasyonun aksaklığı ile tekel piyasasında refahın düşmesinin yanısıra rekabetçi piyasalarda da aksaklıklar başgösterecektir. Firmanın maliyet dağıtım anahtarlarının ortak maliyetleri gerçeğe uygun şekilde dağıtıp dağıtmadığının denetlenmesi güçtür.

İşsel getiri oranı regülasyonunda tarifeler piyasa koşullarındaki değişimler karşısında esnek olmayıp talepteki değişimler karşısında tahsiste etkinlik bozulabilmektedir. Düzenleyicinin piyasa koşulları hakkında bilgi gereksinimi yoğundur. Ancak, tekel piyasa koşulları hakkındaki bilgide de tekel konumundadır ve bu bilgiyi kendi çıkarları doğrultusunda kullanabilir.⁸ Ayrıca, bu yöntemde idari maliyetler ve düzenleyicinin düzenlenen firmanın etkisi altına girme riski yüksektir.

Uzun yıllar ABD’deki fiyat regülasyonu, varlıkların değeri üzerinde “adil” bir (geri dönüş) işsel getiri oranının hesaplanması suretiyle yapılmıştır; bu işsel getiri oranı yöntemi genellikle ikinci derecede en iyi olarak değerlendirilmektedir (Kahn, 1970). Ticari muhasebe verileri değil de iktisadi olarak nitelendirilmeyecek birtakım veriler baz alındığından işsel getiri oranı regülasyonunun performansında ciddi sıkıntılar meydana gelmiştir. Dünya genelinde elektrik ve doğal gaz sektörlerinin regülasyonunda bu yöntemle sıklıkla başvurulmaktadır. Özellikle ABD’de, işsel getiri oranı regülasyonunu kullanan eyaletler içinde anılan sektörler bu yöntemle düzenlenmektedir. Ai ve Sappington’un (2002) çalışmasına göre, ABD’de işsel getiri oranı regülasyonunu kullanan eyalet sayısı 1985’te 50 iken bu sayı 1999’da 12’ye düşmüş, ABD’de tavan fiyat regülasyonunu uygulayan eyalet sayısı 1990’da 1 iken 2002’de 38 eyalete çıkmış ve yine aynı yılda işsel getiri oranı uygulayan eyalet sayısı 8’e gerilemiştir.

⁸ Örneğin Fan ve Cowing (1994) finans piyasalarının, izin verilen işsel getiri oranının belirlenmesi için tam bilgiye sahip olmadığını, bunun kaynağının da izin verilen işsel getiri oranı değerine ilişkin yanlış beklentiler olabileceğini bulmuştur.

Doğal gaz piyasalarında içsel getiri oranı yöntemi, boru hattının gelecekteki kullanımı (genelde tam kapasite veya ona yakın çalışmasıdır) hakkında dolaylı kabuller içermekte, maliyeti düşürme inisiyatifi sunmamakla ve işleticilerin gereksiz şekilde düzenlenen varlık değerlerini artırma eğilimleri yani yararlanılmayan kapasiteye ilave yatırımları teşvik etmesi nedeniyle eleştirilmektedir. Bunu önlemek ve maliyeti düşürmeye teşvik için uygulanan *tavan fiyat* düzenlemesinde genelde, bittikten sonra yeniden incelenen beş yıllık bir süre için genel bir hasılat tavanı düzenlenmektedir. Bununla birlikte, doğal gaz iletimi gibi sermaye yoğun bir sektörde maliyetin büyük bölümü sabit olduğundan maliyet tasarrufuna tâbî olmaz. Bu nedenle bazı içsel getiri oranı düzenlemeleri, işletme maliyetinin küçük bir kısmında indirimler sağlamak için çeşitli tavan fiyat mekanizmaları oluşturulsa bile çoğu zaman gerekli olabilir.

1.2.3.6 Tavan Fiyat Regülasyonu

Rekabetçi bir piyasada fiyatlar üretim maliyetlerini yansıtmaktadır. Üretim maliyetleri önlenemeyen bir şekilde arttığında fiyatlar da artmaktadır. Verimlilik artışı neticesinde ise fiyatlar düşmektedir. Piyasada düzenlenen firmanın ekonomideki ortalama bir firmadan farkı yoksa aynı firmanın fiyatları da enflasyon oranında artmalıdır. Tavan fiyat regülasyonu ile fiyatlar firmanın sermayesinin maliyetini almasına izin verecek şekilde tasarlanır. Dolayısıyla fiyatların enflasyon oranında artışına izin verilir. Burada düzenlenen firmanın verimliliğini geliştirebilmesi ve girdi maliyetlerindeki değişiklikler olmak üzere iki temel fark bulunmaktadır. Çoğu fiyat tavanı rejimi geçmiş ya da beklenen maliyetleri baz alır ve düzenleyiciyi yeni bir zaman dilimi -tipik olarak 4 ila 6 yıl- boyunca fiyatları düzeltmekten alıkoymaktadır.

Düzenleyicinin bilgi gereksinimleri ile kamu işletmesi için negatif müşevvik etkileri arasında tatminkâr bir uzlaşmayı sağlayan bir regülasyon yöntemi olan bu yöntem altında düzenleyici için temel kontrol değişkeni içsel getiri oranında olduğu gibi cari tarifeler ya da fiyatların bizzat kendisi olmayıp ortalama fiyattır. Özellikle hasılat gereksiniminin hesaplanmasında tavan fiyat regülasyonu ile içsel getiri oranı regülasyonu birbirine benzerlik göstermektedir. Bu hesaplamadaki yaklaşım farklılığı tavan fiyatta gelecekteki hasılat akımları baz alınırken içsel getiri oranında geçmiş hasılatların baz alınmasıdır.

Tavan fiyat regülasyonu, içsel getiri oranına kıyasla maliyet minimizasyonunu teşvik ettiğinden çok daha fazla tercih edilmektedir. Acton ve Vogelsang (1989), tavan fiyat regülasyonun dört karakteristiğini vermektedir:

1. Düzenleyici tavan fiyat olarak bilinen fiyatı belirler. Düzenlenen firma bu tavanın altında veya buna eşit fiyat belirleyebilir, bu fiyattan elde edeceği kârlar, izin verilmiş kârlardır.
2. Çok-mallı durumlarda düzenleyici, ilgili ürünlerin (fiyatlarının ağırlıklı ortalamasını içeren) bir sepetinin olduğu toplam bir tavan fiyat tanımlayabilir. Firma sepet fiyatının değişmemesi kaydıyla tek tek malların fiyatlarını değiştirebilir.
3. Tavan fiyat, düzenleyici tarafından firma dışı etkenler (girdi fiyatlarının değişmesi) nedeniyle bir düzeltme faktörüyle düzeltilebilir.
4. Daha uzun dönemler için tavan fiyat düzenleyici tarafından gözden geçirilir ve muhtemelen değiştirilir. Bu gözden geçirmenin, firmanın maliyet, talep ve kâr koşullarını hesaba katması beklenir.

Tavan fiyat regülasyonu, firmalara etkin olmaları için daha güçlü müşevvikler verdiği düşünüldüğü için geçtiğimiz yirmi yıl boyunca uluslararası olarak artan bir şekilde yaygın hale gelmiştir. Tavan fiyat yönteminin en çok kullanılan biçimi $RPI - X$ formülüdür. Burada RPI (Retail Price Index / Tüketici Fiyatları Endeksi-TÜFE) ve X de düzenleyici tarafından belirlenen sabit bir sayıdır. Tekelce sağlanan malların fiyat endeksi TÜFE'den düzenleyici tarafından belirlenen sabit X 'in çıkarılması suretiyle elde edilir. Bu fiyat endeksi tavan fiyata tekabül etmektedir ve tekolci firma en çok bu tavan fiyattan mal ve hizmet satışı yapabilir. Tekolci firma birden fazla mal veya hizmet üretiyorsa bu durumda bu mal ve hizmetlerin önemli kalemlerinden oluşacak bir sepet için ağırlıklı ortalama fiyat olarak da belirlenebilir. Buradaki sabit X faktörü tekolcinin verimlilik artışlarını ölçen bir faktör olarak kavramsallaştırılmıştır (Littlechild, 1983). Bu artışlar tüketicilere geçmelidir, yansımalıdır.

Verimlilik artışları teknolojik gelişmeden kaynaklanan bir kuzeydoğuya doğru kayan bir üretim sınırı eğrisine de işaret edebilir. Genellikle telekomünikasyon piyasasında yüksek bir X , doğal gaz piyasasında ise düşük bir X belirlenmektedir. Bu verimlilik artışları aynı zamanda üretim sürecinde işten kaytarmanın azaldığına ve öncekine nazaran sınıra daha yakın üretim yapıldığına da (üretimde etkinliğe yaklaşıldığına⁹) işaret eder. Başlangıç fiyatının ve X 'in belirlenmesi son derece önemlidir. Daha da önemlisi, X 'in firmayı maliyet minimizasyonuna zorlayan güçlü bir teşvik unsuru sağlayacak şekilde belirlenmesidir.

Tekel, başlangıçta talep şartları nedeniyle ölçek ekonomisine ulaşmamış ise maliyetlerde zamanla sağlanan küçük düşüşler talepteki büyümeden kaynaklanıyor olabilir. Bu durumda X verimlilik faktörünün düşük tespit edilmiş olması tekeli artan verimlilikten dolayı değil de pazardaki büyümesinden dolayı ödüllendirmek anlamına gelir. Sabit X aynı zamanda, ölçeğe

⁹ Leibenstein (1986), üretim sınırının altındaki üretimler için X -Etkinsizliği kavramını icad etmiştir. $RPI-X$ formülündeki X ile X -Etkinsizliği kavramındaki X arasında herhangi bir bağlantı bulunmamaktadır.

göre artan getiri durumlarında fiyat indirimlerine izin veren talep artışlarını da dikkate almak durumundadır¹⁰. Yine de regülasyon uygulamasında X 'in seçimini etkileyen başka birçok etken bulunmaktadır:

1. Düzenleyiciler X 'i seçerken genellikle tekolcinin kârlarını belirlemek isterler: eğer kârlar yüksekse X de arttırılır. Düzenleyicinin amacı X 'i belirlerken firmanın belirli bir içsel getiri oranına izin vermekse, bu durumda $RPI-X$ regülasyonu, içsel getiri oranı regülasyonuna çok yaklaşımaktadır. Uzun dönemde içsel getiri oranının dikkate alınması nedeniyle, içsel getiri oranı regülasyonunda karşılaşılan üretimde etkinsizlik sorunu ortaya çıkabilir. Ancak, yine de bu yöntemde verimlilik artışlarının firmaya kârını arttırma imkanı tanınması, tavan fiyatların gözden geçirilme süresine bağlı olarak firmayı maliyet minimizasyonuna teşvik edecektir. Bu açıdan, formülasyonun çok sık gözden geçirilmemesi gerekir. Çünkü, gözden geçirmenin sıklıkla, örneğin her yıl yapılması tavan fiyat yönteminin içsel getiri oranı regülasyonu yöntemine dönüşmesine neden olur.

2. $RPI-X$ 'in, bir kamu işletmesinin özelleştirilmesinde ileri sürülmesi durumunda, hükümetin düşük bir X belirlemede müşevviği olacaktır. Çünkü bu, işletmenin kârlılığını ve dolayısıyla işletmenin hisselerinin satışından hükümetin elde edeceği hasılatı arttıracaktır.

3. X 'in belirlenmesi kesin bir şekilde düzenleyicinin iradesine bağlıdır. Düzenleyici, maliyetler ve talep hakkında ne kadar az bilgiliyse X 'i o kadar düşük seçmelidir. Aksi takdirde düzenleyici, işletmeyi iflasa sürükleyebilir. Yüksek belirsizlik seviyelerinde, *maliyet-artı regülasyonu* (cost plus) tavan fiyat regülasyonuna tercih edilebilir, ki böyle bir durumda tavan fiyat regülasyonu maliyet-artı regülasyonuna kıyasla daha yüksek fiyatlara imtiyaz tanımaktadır.

Kamusal işletmenin kârlılığındaki değişmelere uyum sağlayabilmesi ve nihayetinde X faktörünün üretkenlik değişmelerinin bir tahmini olduğu için sabit X 'in belirli aralıklarla gözden geçirilmesi gerekmektedir (*regulatory lag/gecikmeli düzenleme*). Sözgelimi bu gözden geçirme İngiltere'de tipik olarak her beş yılda bir yapılır. Düzenleyici gözden geçirirken kamu kolaylığının içsel getiri oranına bakar. Eğer yüksekse tavan fiyat düşürülebilir; eğer düşükse tavan fiyat gevşetilebilir. Bu *gecikmeler* üretimde etkinliğin elde edilmesi ve tahsiste etkinliğin kazanılması (ve idamesi) arasında bir gerilimi ima etmektedir. Tavan fiyatı ayarlamak için

¹⁰ Bkz. Vickers ve Yarrow (1988: 214-216).

kullanılan *gecikmeler*, kâr maksimizasyoncu kamu işletmesine tahsiste etkinlik pahasına üretimde etkinliği geliştirmek için müşevvikler vermektedir. Şayet düzenleyici, maliyetler hakkında yanlış/eksik bilgiye sahipse firma bu yavaş gelen düzenlemeleri stratejik kullanımı için araç olarak kullanır.

Firma tarafından bakıldığında ise, firma bir dahaki düzenlemenin zamanı hakkında eksik/yanlış bilgiye sahip olabilir. Firma yöneticisi düzenleyicinin revizyonu hakkında olasılıklar yürütmeye ve yenilikçi politikalarda çok ihtiyatlı davranmaya başlayacaktır. Revizyon ihtimali içselleştirildiği takdirde daha iyi bir sonuç almak mümkün olacaktır. Bu durum düzenleyici tarafından adil olarak değerlendirilen belirli bir seviyeyi kârın geçmesi halinde yöneticinin büyük olasılıkla bir revizyon yapılacağını tahmin etmesi durumudur. Regülasyon, fiyatlara cari kâr düzeyinin adil olarak değerlendirilen kısmını aşmayacak noktada birleşir. Daha da ötesi, maliyet minimizasyonu başarılmıştır.¹¹

Bu yöntemde artan üretim etkinliğinin yanısıra içsel getiri oranı regülasyonunda sözü edilen aşırı kapitalizasyon eğilimi, firmanın kârı ile kârın hesaplanmasında baz alınan varlıklar arasında doğrudan bir ilişki olmadığından ortadan kalkmakta ve optimal girdi kullanımı teşvik edilmektedir. Böylelikle aşırı kapitalizasyonun yol açacağı maliyet artışları da ortadan kalkmaktadır.

Beesley ve Littlechild (1989) İngiltere’de özelleştirilen tekellerin regülasyonunu inceleyen çalışmalarında “ABD’de uygulanan içsel getiri oranı regülasyonuna kıyasla İngiltere’deki RPI-X tavan fiyat regülasyonunun hızla değişen teknolojiyle artan rekabeti ima edecek şekilde telekomünikasyon, doğal gaz ve elektrik arzı (tedariki/toptan satışı) daha güçlü ve etkili biçimde uygulanabilir iken doğal gaz ve elektrik iletim faaliyetinde içsel getiri oranı regülasyonunun daha etkili olduğu” sonucuna varmaktadır.

1.2.3.7 Göreli Rekabet

Göreli rekabet (*Yardstick* rekabeti) bölgesel olarak ayrı, birçok benzer nitelikte firma ile yüzyüze olan bir düzenleyici tarafından uygulanır. Buradan hareketle rahatlıkla söyleyebiliriz ki düzenleyici bir firmanın bilgilerini diğerlerini düzenlemek için kullanma imkanına kavuşur. İngiltere’de bölgesel su şirketleri ve elektrik dağıtım şirketleri yardstick regülasyonunun versiyonlarıyla düzenlenmektedir.

¹¹ Bu önerme, Bawa ve Sibley (1980) tarafından içsel getiri oranı için kanıtlanmıştır.

Bu yöntemde düzenlenen tekелci firmanın performansı seçilen bir hedefe göre değerlendirilerek fiyat seviyesi tavanı oluşturulur. Buradaki kıstas örneğin en iyi uygulamalardaki uzun dönem marjinal maliyetleri içeren bir etkin maliyet seviyesi olabilir. Bunun için düzenleyici tarafından bir tekелci firmadan ticari sır olarak değerlendirilen bilgileri istenir. Aynı zamanda tekелci firmaya, bu bilginin benzer nitelikteki diğer firmaların regülasyonunda kullanılacağı da bildirilir. Tekелci firma, gerçeği söylemenin kendi regülasyonunu etkilemeyeceğini bildiğinden, firmanın düzenleyiciye yanlış bilgi vermesi için hiçbir müşevvik yoktur. Seçilen hedef, diğer bölgesel tekellerle birlikte endüstrinin ortalama maliyeti, bunun mümkün olmadığı hallerde ise diğer ülkelerden etkin olan bir firmanın kâr oranı ve ortalama maliyetleri olabilir. Bu yöntemde tekелci firma seçilen hedefe ulaşmadaki performansına göre ödüllendirilir veya cezalandırılır. Tekel, hedefi aşıyorsa kârı artacaktır, hedefin altında kalıyorsa zarar edecektir. Burada düzenleyici tarafından izin verilecek fiyatlar sadece tekелci firmanın kendi performansına göre değil karşılaştırma yapılan diğer tekellerin davranışları ve performansına bağlı olarak belirlenmektedir.

Örneğin düzenleyici, tekелci firmanın fiyatlarını aynı sektörde faaliyet gösteren diğer firmaların ortalama maliyetlerine eşitleyebilir. Bu durumda aynı sektörde faaliyet gösteren firmalar bölgesel olarak tekел olsalar dahi maliyetlerini düşürme çabası içinde olurlar ve birbirleriyle rekabet ederler. Çünkü maliyetini düşürmeyen her firma kendi maliyetlerinden daha düşük ortalama maliyetlerin kendisine hedef olarak verileceğini bilmektedir. Endüstri ortalama maliyetinin altında maliyetlere sahip olan firma daha fazla kar edecek, maliyetleri ortalamanın üstünde olan firmalar ise zarar edecektir.

Görelî rekabet teorisinin klasik açıklamasını “tipik bir düzenleme rejimi altında imtiyaz verilmiş olan bir tekelin maliyetleri düşürmek için hiçbir müşevviğinin bulunmadığını” ileri süren Shleifer (1985) yapmıştır. Varsayalım ki n tane bölgesel tekел bulunmaktadır. Talep fonksiyonu her bir bölgede aynıdır. Firmalar sabit üretim maliyetleri altında faaliyet göstermektedirler. Yine de, bu üretim maliyetleri AR-GE yatırımlarıyla aşağıya çekilebilir. Bir refah maksimizasyoncu düzenleyici, fiyatları ve her bir firmaya ödenecek sübvansiyonları belirler. Şayet düzenleyici tam bilgiye sahipse, marjinal maliyet fiyatlarını seçecektir ve sübvansiyonu, AR-GE yatırımlarının maliyetine eşitleyecektir. Ancak düzenleyici, AR-GE teknolojisini bilmemektedir. İşte bu yüzden düzenleyici öncelikle her bir tekелci firma için, tüm diğer firmaların açıklanan üretim maliyetlerinin ortalamasına eşit olacak şekilde fiyatları belirler. Her bir firma, tüm diğer firmaların açıklanan AR-GE yatırım maliyetlerinin ortalamasına eşit

miktarda sübvansiyon alacaktır. Düzenleyici aynı zamanda herhangi bir firmanın iflas etmesi durumunda kefil olmayacağını da açıklar. Müteakiben, her firma AR-GE'ye yatırım yapar ve düzenleyici, firmalardan yatırım maliyetlerini ve buna ilişkin üretim maliyetlerini öğrenir. Açıklanan regülasyon altında hiçbir firmanın AR-GE ya da üretim maliyetlerini içeren bilgileri düzenleyiciden gizlemek için hiçbir müşevviği bulunmamaktadır. Yatırım ve üretim maliyetleri hakkında bilgiyi elde eden düzenleyici, herhangi bir firma için ilk seferinde açıkladığı regülasyon kurallarına uygun olarak fiyatı ve sübvansiyonu saptar. Firmalar, üretimleri sonucu ürünlerini düzenlenmiş fiyatlardan satarak sübvansiyonlarını alır.

Shleifer (1985)'a göre bu mekanizma, *birinci en iyi*'yi yerine getirmektedir, ki bunlar marjinal maliyet fiyatları ve AR-GE yatırımlarının maliyetlerini karşılayan sübvansiyonlardır. Bu mekanizmanın en önemli avantajı, düzenleyicinin az bilgiye ihtiyaç duymasıyla açıklanır. Düzenleyicinin maliyet ve talep fonksiyonları hakkında herhangi bir bilgiye ihtiyacı bulunmamaktadır. Düzenleyiciye düşen görev sadece, tekelci firmaların hile yapmasının kârlarını arttırmayacağı kavrayışını belletmektir. Üstelik, birinci en iyinin başarılması, firmaların kâr maksimize edici davranışlarına dayanmaktadır, bu yüzden firmaları birinci en iyi durumuna götüren stratejileri seçmeyi durdurmak için hiçbir ters müşevvik etkisi bulunmamaktadır.

Sappington ve Stiglitz (1987) de Shleifer (1985)'ı teyitle, görel rekabet halinde diğer firmalarla kıyaslama mümkün olacağından X-etkinsizliklerinin ve aşırı harcamaların düzenleyici tarafından algılanabileceğini belirtmiştir. Ayrıca firma üzerindeki bu çoklu gözlemler, düzenleyici tekrarlanan davranıştan bilgi elde edebileceğinden firma ile düzenleyici arasındaki etkileşim düzenleyicinin *bilgi sorunlarını* azaltacak ve firmanın daha iyi denetimini sağlayacaktır.

Ancak, yine de, görel rekabetin birkaç dezavantajı bulunmaktadır. Nalebuff ve Stiglitz (1983) genelde 'kaybeden' üzerine bir ceza yüklemenin 'kazanani' ödüllendirmekten daha iyi müşevvikler sağladığını göstermiştir. Bir diğeri, yöntemin gizli anlaşmalara ve tezgahlara karşı korunmasızlığıdır. Bölgesel tekeller, sonucu sıfır olan bir oyun içinde olduklarını bildiklerinden bir gizli kartel gibi davranabilirler. Çünkü gizli anlaşmalar kârları, her firmanın ayrı ayrı açıklamalarına bağımlı yapmaktadır. Bu durum, görel rekabeti, özelleştirilen çeşitli firmaların kamuya aitken olduğu gibi tekelci eğilimlerin olduğu tüm bu durumlarda, sorgulanır kılmaktadır. Bunun güzel bir örneği İngiliz bölgesel elektrik dağıtım şirketleridir.

Benzer biçimde, etkili görelî rekabet için, endüstride benzer talep ve maliyet koşullarına sahip birçok firma bulunmalıdır. İşte bu yüzden İngiliz düzenleyici kurumları, elektrik ve su sektörlerinde önerilen kimi firma evliliklerine muhalefet etmişlerdir. Başka bir dezavantajı, bu tip bir regülasyonu kullanmanın temel kazanımı, maliyet ve talep fonksiyonları farklı ise büyük bir soru işaretine dönüşmektedir¹². Son olarak; yöntem, genelde ulusal düzeyde tek tarife uygulanmasını öngörmektedir. Bu, her zaman arzulanan ve kaynakların etkin tahsisini sağlayan bir uygulama olmayabilir.

1.2.4 Regülasyonun Etkinliği

Etkinlik kaygılarıyla (sürekli ölçekten getiri) doğal tekel piyasasına çeşitli araçlarla müdahale edilirken yine etkinlik kaygılarıyla (tekelci fiyatın bölüşümde etkinliği bozması) *Pareto optimumu*'na ulaşmayı hedefleyen regülasyonun önemli ölçüde maliyetli olduğuna yönelik bir fikir birliği bulunmaktadır.

Teoride optimal regülasyonun tesisi için, fiyatların ideal olarak dışsallıkları hesaba katan ve firmanın finansal dengesi kısıtına bağlı olarak bir sosyal refah fonksiyonunun maksimizasyonu neticesinde belirlenmesi gerekir¹³.

Ancak, uygulamada belirsizlik, işlem maliyetleri¹⁴ ve asimetrik bilgi tarafından karakterize edilen dünyamızda regülasyon nadiren optimallik kriteri temelinde uygulanmakta ve yönetilmektedir. Firmaların gerçekte düzenleyiciye maliyetlerini ya da amortismanlarını abartarak yanlış ya da en azından yanıltıcı bilgi vermeye yönelik güçlü müşevvikler bulunmaktadır (Sappington ve Stiglitz, 1987).

Bağdadioğlu, Price ve Weyman-Jones'un ampirik çalışmalarında (2007) ifade ettiği şekliyle,

“düzenleyici için özelleştirilen her bir elektrik dağıtım şirketi için etkin bir maliyet seviyesi tanımlamak ve şirketlerin kontrolünde olan ve olmayan maliyetleri seçmek zor olduğundan,

¹² Bu durumda Shleifer (1985: 324, 325)'in önerisi: tüm tekelci firmaların marjinal maliyetleri ve egzojen karakteristiklerini ilişkilendiren bir regresyon analizi temelinde öngörülen maliyetleri kullanan regülasyonun azaltılmış bir biçimidir.

¹³ Regülasyonun fayda ve maliyetlerine yönelik klasik refah ekonomisine genel denge çerçevesinde önemli bir uygulamalı ekonometrik perspektif getiren detaylı bir çalışma için bkz. Jorgenson ve Slesnick (1987: 153-191).

¹⁴ Genelde bir yatırım için işlem maliyetleri doğrudan mal ya da hizmetin üretimine girmeyen fakat işlemin gerçekleştirilebilmesi için zaruri olan herhangi bir harcamadır (Coase, 1960). Büyük oranda yeni kurumsal iktisat teorisi tarafından geliştirilmiştir. Joskow ve Donald (1992) bir enerji verimliliği projesinde “tasarruf edilen her kWh elektriğin titiz şekilde ölçülmesinin maliyetleri %50 arttıracığını, tüm idari maliyetlerin maliyetleri %10-20 arasında arttıracığını ve bedavacıların da maliyetleri %25-50 oranında arttırabileceğini” öne sürmektedir. İşlem maliyetlerinin öğeleri ve konsepti hakkında detaylı bir çalışma için bkz. Ménard (2004).

düzenleyicinin bu asimetrik bilgi tehdidinin üstesinden gelemediği takdirde firmalara maliyetleri düşürmek için verilen müşevvikler zayıflayacak, şirketler etkinsiz uygulamalara devam edebilecek”

ve şirketler bu etkinsiz “maliyetleri tüketicilere -düzenleyicinin de izin verdiği haliyle- yüksek fiyatlar olarak yansıtacaktır”.

1.2.4.1 Mülkiyet Hakları ve X-Etkinsizliği

“Regülasyonun firma bazında, erişilebilir içsel getiri oranı üzerine bir üst sınır dayatması nedeniyle mülkiyet haklarının yapısını zayıflatmaya eğimli olduğu”¹⁵, dolayısıyla denetlemede daha az etkinlik olduğu savunulmaktadır. Düzenlenen işletmeler, girdilerin etkinsiz kullanımından türeyen *X-Etkinsizliği* ile kısmen etkilenecektir (Leibenstein, 1986). Söz gelimi, personelin çıkarına olan harcamaları “altın tepsiye” koyma eğiliminde de bir artış meydana gelecektir. Bu, maliyetleri yapay olarak şişirecek, dolayısıyla gerçek maliyetler baz alınarak yapılan regülasyon etkinsiz sonuçlar verecektir. Bu argüman, özellikle devletin mülkiyetindeki doğal tekellere karşı ileri sürülmüştür. Birçok teorik çalışma, bu tekellerin özellikle kontrol yapısı nedeniyle *X-Etkinsizliği*’ne karşı dayanıksız olduğunu ortaya koymuştur. Bir özel işletmede hem iç denetim hem de dış denetim, etkinsizliği önlemek için teşvik unsuru olmaktadır. Hissedarlar, yöneticilerin gelirlerini maksimize edip edemediğini gözlerler, eğer yöneticiler başarısız olursa hissedarlar ellerindeki hisseleri satacaklardır ki, aynı zamanda şirketin kaynakları ile daha iyi getiri sunacaklarını iddia eden ve bu yolla şirketin başına geçmek isteyen diğer yönetici adayları da ortaya çıkacaktır.

Bir devlet işletmesinde ise; iç gözlem, yöneticilerin kaynak tahsisinde ne kadar etkin olduğu ile gerçekte hiç ilgilenmeyen politikacılar tarafından yapılırken, sermaye piyasası gözlemi de işlemez¹⁶. Avrupa’daki devlet işletmelerinin performansıyla ilgili analizler 1970’li yıllar boyunca ve ondan sonra bu tespitleri destekler nitelikte olmuştur. İngiltere için, Pryke millileştirilen işletmelerin 1960’lar boyunca performansının etkin olduğunu (Pryke, 1971); ancak, 1970’li yılların sonlarından itibaren çok hızlı bir etkinsizlik dalgasının yayıldığını ve devlet işletmelerinin aynı sektörde faaliyet gösteren özel işletmelere kıyasla çok kötü durumda olduğunu belirtmiştir (Pryke, 1981).

¹⁵ Bkz. De Alessi (1980). Mülkiyet hakları üzerine kapsamlı bir araştırma için bkz. Furubotn ve Pejovich (1972).

¹⁶ Genellikle düzenlenen devlet işletmelerinin, aynı durumdaki özellerine kıyasla onlara siyasi otoriteler tarafından dayatılan hedeflere karşı daha dayanıksız olduğu belirtilmektedir, ki bu da etkinsizlik meselesini arttırmaktadır. Yaygın kanaat devlet işletmelerinin gerçekte “çok hedefli” çalıştığıdır (Marchand, Pestiaup ve Tulkens, 1984). Tek başına bu bir sorun teşkil etmemekle beraber, bu hedefler sosyal refah fonksiyonuna girmektedir. Devlet işletmesinin bu “çok amaç”ları kovalaması, onu ikinci veya üçüncü en iyiden uzaklaşmaya itmektir.

Tekel gücünün kötüye kullanımının en aza indirilebilmesi için hükümet müdahalesini içeren kolektif talep tekelin idaresi için uygun bir kurumun seçilmesi ile sonuçlanmaktadır. Yasama, refahın konular ve çıkar grupları arasında yeniden dağıtımını içerdiğinden çıkar grupları kendi arzularına göre bir yasama ortaya konması için birbiriyle yarışmaktadır (Stigler, 1971; Peltzman, 1976). Buna göre tüketici gruplarının politik baskısı sonucu regülasyon, düzenlenen firma lehine işlemesine rağmen, kâr maksimizasyonu ile sonuçlanmamaktadır. Bu noktada politik desteğini maksimize etme amacındaki yasa koyucular çıkar gruplarının arzularına göre bir yönetim atayabilirler. Hükümetin politikalarını yürütmek için atadığı yönetsel ajans olan bürokrasi, bu çıkar gruplarına örnek olarak verilebilir. Bu organizasyonun üretiminin piyasada satılmadığı (Downs, 1967) ya da bir başka deyişle bürokratların organizasyonun başarısı için maliyetin üstünde teşkil eden hasılat fazlası terimleriyle açıklanmayan birim fiyatlarla satmadıkları (Niskanen, 1971 ve 1973) varsayılır. Dolayısıyla bürokratların amacı kendi çıkarlarını maksimize etmek olmaktadır.

Diğer bir görüşe göre de devletin bizzat kendisi, kendi fazlasını maksimize eden devasa ("leviathan") bir tekeldir (Buchanan, 1975). Bu da sırasıyla gelir, nüfuz ya da gücünü artırma amaçlı olarak kendi çıkarını düşünen bürokratlar (Niskanen, 1971) tarafından daha çok ikramiye ya da personel alabilmek adına bütçede anormal harcama artışlarının finansal sistemde sistematik bir eğilim olmasına yol açmaktadır.

1.2.4.2 Regülasyonun Dinamik Maliyetleri

Regülasyonun maliyetinin önemli bir kısmı uzun dönemde ekonomideki değişmelere olan etkisinden kaynaklanır. Bir sektörün regülasyonu, özellikle, sektörün yapısının maliyet ve talep koşullarındaki değişime ayak uydurmasını geciktirmektedir. Regülasyonun uygunluğu talep ve maliyet fonksiyonlarının her ikisinin de karakteristiklerine bağlıdır. Zamanla bu öğeler değişebilir. Ölçek ya da alan ekonomileri, **maliyet fonksiyonunu değiştiren** teknolojik gelişme ya da talebi ölçek ekonomileriyle uyumlu aralıktan çok daha öteye iten, piyasanın ölçeğini genişleten **talepteki değişim** tarafından etkilenebilir.

Bu değişimlere bir örnek Şekil (3)'te görülebilir. *A* noktası, regülasyonu haklı çıkaran orijinal maliyet ve talep durumuna karşılık gelmektedir. Yine de, şartlar değiştiğinde, ya da talep artarsa piyasa dengesi, marjinal maliyetlerin ortalama maliyetleri aştığı ve üretimin ekonomik etkinlik için daha iletken olması nedeniyle birden çok üretici tarafından yapıldığı, *B* noktasına kayacaktır.

rekabetin yenilik ve buluşlar üzerindeki nicel ve nitel öneminin altını çizmektedir (Dasgupta ve Stiglitz, 1980). Bu görüşün ardındaki temel argüman, rekabetin firmaları yenilik yapmaya ve yenilikleri geliştirmeye yönelik bir müşevvik olmasındadır. Spence (1986)’e göre, “tekelci firmalar, yapmaları için herhangi bir baskı olmadığı için optimuma kıyasla göreceli olarak çok daha az AR-GE yaparlar. Bir tekelin kârını arttırmasının yolu, maliyetlerini düşürmesidir, fakat bu müşevvikler genel olarak yetersiz kalmaktadır. Bir tekeldeki eksiklik, dışsaldır, fiyatların aşağıya doğru baskısıdır”. Bu türden bir fiyat baskısı rekabetle oluştuğundan, regülasyonda bunu oluşturmak için özel birtakım enstrümanlar gerekmektedir. Düzenlenen firmanın, maliyet tasarrufu sağlayacak yenilikleri bulmaya zorlanması için fiyat ayarlamalarında bir gecikme de önerilebilir.

Birçok ampirik çalışma, yenilik faaliyetinin rekabetçi piyasa yapısıyla pozitif ilişkisinin olduğuna işaret etmektedir (Ergas, 1984; Kamien ve Schwartz, 1982 ve Gerosky, 1988). Bu çalışmalar, AR-GE harcamaları, ya da patent sayıları gibi yenilik göstergeleri ile rekabetin derecesi arasında pozitif bir ilişki olduğunu göstermektedir. Özellikle Ergas, “fiyatların daha çok değişken ve giriş engellerinin daha az olduğu ülkelerin daha çok yenilik faaliyeti ile karakterize edildiklerini” ortaya koymuştur. Gerosky de İngiltere üzerine bir çalışmasında “giriş engellerinin düşük olduğu ve üretici sayısının da çok olduğu endüstrilerde yenilik adımlarının daha yüksek seviyede teşekkül ettiğini” göstermiştir.

1.2.4.3 Yarışılabilir Piyasalar Teorisi

Baumol (1982: 3-4)’e göre: “Yarışılabilir bir piyasa, piyasaya girişin kesinlikle serbest ve çıkışın da kesinlikle maliyetsiz olduğu bir piyasadır”. Yarışılabilir piyasalar teorisine göre bir piyasada hüküm süren dengenin özellikleri piyasada bulunan firma sayısına değil, yeni rekabetçilerin piyasaya *girmeleri için engellerin yokluğu ve çıkışın maliyetsiz olacağı* şeklinde tanımlanan “yarışılabilirlik” (contestability) durumuna bağlıdır (Baumol, 1982; Baumol, Panzar ve Wilig, 1982). Train (1991: 303)’e göre:

“Giriş serbestisi ile kastolunan husus firmanın piyasaya girmeye niyetlenmesi halinde herhangi bir maliyetle karşılaşmayacağı olmayıp, giriş serbestisi endüstride halen üretim yapmakta olan ve düzenlenen firmanın karşılaştığı kadar maliyetle karşılaşması demektir; dolayısıyla yeni giren firma, öncekine kıyasla maliyet dezavantajıyla karşılaşmayacaktır; tersi de geçerlidir.”

Çıkışın maliyetsiz olması ise daha önceden yapılmış olan yatırıma özgü ve firmanın piyasadan ayrılırken karşılayamayacağı “batık maliyet”in olmamasını gerektirir. Örneğin firma endüstride üretim yapmak için ekipman satın aldıysa, aynı ekipmanı satın almak için ödediği fiyattan

amortismanı çıkarmak kaydıyla satabilmelidir. Önceleri piyasada faaliyet gösteren bir firma, yeni firmaları piyasaya girmemeye ve fiyatı geçici bir süreliğine düşürerek piyasadan çıkmaya da zorlayamamalıdır (Vickers, 1986). Bu şartlar altında düzenlenen tekelleri “üretimde etkinliğe” zorlanmış olacak ve sıfır kâr elde edecektir, pozitif bir kâr elde ettiği takdirde ise yeni firma piyasaya girerek daha düşük fiyat önerme yoluyla önceki tekellerinin tüm piyasa payını ele geçirecek, yeni bir tekelleri doğacaktır; eğer önceki tekelleri yeni girene karşı fiyatlarını düşürerek tepki verirse o zaman yeni firma endüstriyi rahatlıkla terk edebilecektir. Tekelleri ortalama maliyet fiyatlandırmasına yaklaştıran bu mekanizma sayesinde, her iki durumda da fiyat düşmektedir.

Piyasanın yarışılabilirliğinin önündeki engeller yalnızca regülasyondan veya teknolojiyen (piyasadaki ve piyasaya girmeye aday tüm firmaların aynı teknolojiye erişiminin olması) değil, buna ek olarak *piyasa ajanlarının stratejik davranışından* kaynaklanıyor olabilir. Önceden tekelleri olan bir sektör deregüle edildiğinde hakim pozisyonunu elinde bulunduran düzenlenen firma rekabetçilerin girişini stratejik fiyatlandırma politikaları yoluyla engelleyebilir. Bailey ve Baumol (1984), düzenlenen firmaların ve piyasaya yeni girenlerin asimetrik olarak düzenlenmelerini önermektedir. Dolayısıyla düzenlenen firmaların fiyat ayarlamaları diğerlerine zarar vermeyecek düzeyde bir *gecikme* ile yansiyacaktır. Asimetrik regülasyon, düzenlenen firmanın çok ciddi bir piyasa payı bulunduğu uygulanmaktadır.

Bir piyasada mal ya da hizmetler tekelleri tarafından sağlanıyor olsa dahi piyasaya girme potansiyeli olan diğer firmaların tehdidi ile belirli şartlarda rekabetçi çözümler sağlanabileceği savunulmaktadır. Teoriyi geliştirenler göre yarışılabilir bir piyasada, fiyatlandırma ve çıktı kararları etkin olacaktır ve regülasyon uygunsuzdur¹⁷. Regülasyon potansiyel rekabeti dizginleyerek, idari fiyatlar dayatarak ve giriş kısıtlayarak etkin davranmanın önünde engeller oluşturur.

Bu teoriyi savunanlara göre, aslında halihazırda regülasyona tabi olan birçok endüstri yarışılabilir piyasadır. Bunların içinde, özellikle, batık maliyetlerin yeni firmaların piyasaya girişini caydırmayacak derecede düşük olduğu çeşitli taşımacılık sektörleri bulunmaktadır¹⁸.

¹⁷ Yarışılabilir piyasalar teorisi, büyük oranda Baumol, Panzar ve Willig (1982) tarafından Demsetz (1968)'in katkılarıyla geliştirilmiştir. Bu teorenin bazı öğeleri, özellikle havayolları deregülasyonunda olmak üzere birçok değişik deregülasyon sürecinde etkin rol üstlenmiştir, bkz. Bailey (1981) ve Levine (1987). Teori iktisatçılar arasında birçok tartışmaya yol açmıştır (bkz. Spulber 1989). Kimi yazarlar teoriyi çok eleştirmiş ve “piyasa yapısı ve piyasaya giriş hakkında kesin analizler kurma konusunda” hiç bir yaklaşım getirmediğini ileri sürmüştür (Shepherd, 1984).

¹⁸ Havayolu taşımacılığına uygulanan testler aslında tipik olarak yarışılabilir olduğu ileri sürülen endüstrilerin, tamamıyla “yarışılabilir” olmayabildiğini göstermiştir (Graham, Kaplan ve Silber, 1983; Morrison ve Winston, 1987).

Ancak yarışılabilir piyasalar teorisi bir yandan maliyetlerin “alttoplamsal” olduğunu varsaymakta diğer yandan ise genellikle batık maliyetleri ihmal etmektedir.

Piyasanın yarışılabilir olması piyasada faaliyet gösteren firma açısından potansiyel rekabet oluşturmakta ve firma tekel olsa dahi tekel gücünü kullanamamaktadır. Doğal tekel özelliklerine sahip birçok piyasa, yüksek ilk oranda batık maliyet içermesi nedeniyle (boru hattı gibi tesisler) yarışılabilir piyasa özellikleri göstermezler. Ancak, yüksek ilk yatırım maliyeti gerektirse de bazı piyasalarda mevcut altyapıya erişimi sağlayıcı düzenlemelerle rekabet yaratılabilir. Batık maliyet yatırımları genellikle ölçek ekonomilerinin ve dışsallıkların artmasına neden olurlar.

Çok mallı bir yapıda batık maliyetlerin olmadığı ve girişin serbest olduğu tam yarışılabilir piyasaların (Baumol, Panzar ve Willig, 1982) -sürdürülebilir bir tahsis mevcutsa¹⁹- nitelikleri şunlardır:

- Maliyet alttoplamsallığının avantajından faydalanan tek bir firma vardır,
- Firma sıfır kâr elde eder,
- Firmanın herhangi bir ürün altkümesinin satışından elde edeceği hasılat, o ürün altkümesini üretmenin marjinal maliyetinden daha büyük veya en azından ona eşit olur, çapraz sübvansiyon olmaz.
- Belirli koşullar altında firma gönüllü olarak ikinci en iyi lineer –Ramsey- fiyatlara zorlanır (tek mallı durumda Ramsey fiyatı “**Fiyat=Ortalama Maliyet**”tir [Baumol, Bailey ve Willig, 1977]).

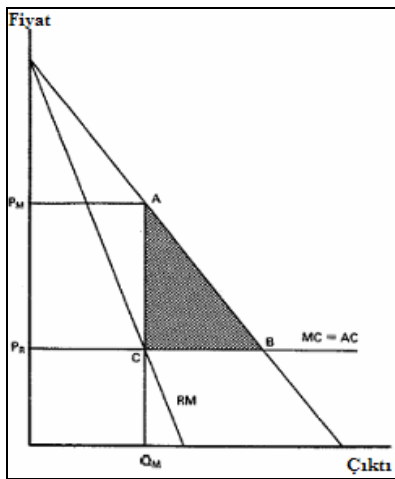
Belirli koşullar altında (tek mallı bir tekelci ve ölçek ekonomileri söz konusuysa ve düzenleyici doğal tekelcinin yüzyüze olduğu maliyetleri ve talebi biliyorsa) Ramsey fiyatları sürdürülebilirdir. Fakat yine de alternatif sürdürülebilir fiyatlar mevcut olabilir ve düzenleyici tam bilgiye sahip olmayabilir. Ramsey fiyatları sürdürülebilir olduğunda yarışılabilir bir piyasadaki tekelci piyasaya girişi önlemek için Ramsey fiyatlarını kullanabilir.

¹⁹ Düzenlenen firmalar fiyatlarını piyasaya giriş için teşvik edici olmayacak derecede belirlediğinde, o fiyat seviyesi sürdürülebilirdir. Sürdürülebilir bir tekelci fiyatı: piyasayı temizleyen, tekelciye başabaş noktasına gelmesine imkan tanıyan ve kârlı bir girişe fırsat vermeyen fiyattır. Doğal tekelin sürdürülebilirliği için bkz. Faulhaber (1975).

1.2.4.4 Regülasyonun Refah Etkileri

Deregülasyonun ekonomi üzerindeki dinamik etkilerini soyutlayarak, etkinsiz bir şekilde düzenlenen bir sektörün deregülasyonundan beklenen potansiyel faydalar, ilk olarak Harberger (1954) tarafından çalışılan, tekelden kaynaklanan refah kayıplarını tahmine çalışan basitleştirilmiş olarak sunulan Şekil (4)'te görülmektedir. Şekil (4)'te Harberger refah kaybı ABC üçgeni²⁰ kadardır. Bu durumda Harberger, *refah kaybının*, tekelci tarafından uygun bulunmayarak düşürülen tüketici fazlası kısmına karşılık geldiğini ileri sürmektedir. Aynı zamanda bu ABC üçgeninin alanı, çarpıtılmış bir ekonomide oluşan refahtaki kaybın parasal eşdeğeri olan *aşırı yük* kavramını ifade etmekte olup kaybolan tahsiste etkinliğin ölçümünde bir araçtır.

Şekil 4. Sosyal Refah Kaybı



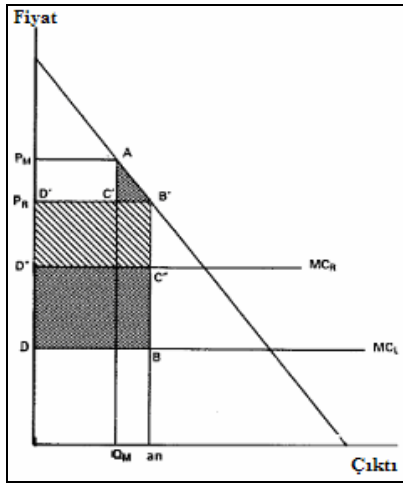
Kaynak: Pera (1989).

Regülasyonun refah etkileri, tekelcinin fiyatlandırma davranışına olduğuna kadar tekolcinin maliyetlerine de yaptığı etkiye bağlıdır. Eğer regülasyon etkin olsaydı fiyat ortalama maliyetler seviyesinde belirlenecekti ki bu durumda marjinal maliyetlere eşit olacaktı ve tekolci başabaş noktasını yakalayabilecekti. Dolayısıyla regülasyonun faydası, şekil (4)'teki Harberger üçgeninin (ABC) alanına eşit olacaktı. Fakat regülasyon etkin olma eğiliminde değildir.

Kaynaklar israf olabilir ve regülasyon altında gerçek ortalama (ve marjinal) maliyetler, kaynakların etkin kullanımına karşılık gelen marjinal maliyetleri aşacaktır. Bu durumda regülasyondan elde edilen kazanç, şekil (5)'teki $AB'C'$ üçgeni olacak şekilde azalacaktır. Yine de

²⁰ “Harberger üçgenleri” ve refah kaybının ölçülmesi ile ilgili kapsamlı bir çalışma için bkz. Hines (1998).

Şekil 6. X-Etkinsizliği ile Regülasyon ve Tullock Maliyetleri



Kaynak: Pera (1989).

Deregülasyon, sosyal maliyetleri nedeniyle gerçekleştirilemediğinden, regülasyonun eksiklikleri ve kusurları, regülasyonu, statik ve dinamik etkinlik gereklerine ve genelde piyasa koşullarına karşı daha duyarlı hale getirmekle azaltılabilir. Pratikte regülasyon, nadiren optimalite kriteriyle ikame ve ifa edilmektedir. İlk olarak daha önce değinilen bilgi sorunları mevcuttur. Belirsizliğin, işlem maliyetleri ve sınırlı bilginin karakterize ettiği bir dünyada bilgiye erişimi olanlar, bunu diğerlerine karşı bir avantaj olarak kullanabilmek için diğerlerinin bilgiye erişimini engelleme gayretindedirler. Daha da önemlisi, düzenlenen işletmenin vermesi gereken konu ile ilgili bilginin büyük kısmı, düzenleyiciye verilmemektedir. İşletmelerin gerçekte maliyetlerini ya da amortisman bedellerini abartma gibi düzenleyiciye yanlış bilgi vermesi için müşevvikler bulunmaktadır.

Bu konuya birçok çalışmasıyla katkıda bulunmuş olan Sappington ve Stiglitz (1987), düzenlenen firmanın girdi maliyetlerini ve çıktıları saptırarak regülasyonu kendi çıkarlarına uyarlama eğiliminde olduğunu teyit etmiştir. Bu sonuç asimetric bilginin varlığı nedeniyle özellikle firmanın davranışını gözlemlemenin ve uyumsuzluğa “uygun” bir ceza belirlemenin güç olduğu durumda çok daha fazla geçerlilik kazanmaktadır. Bu sorunlar firmanın birden fazla ürün üretmesi halinde, düzenleyicinin karşılaştığı ilave bir sorun olan maliyetlerin farklı ürünlere dağıtım meselesi de ortaya çıktığında daha da ağırlaşmaktadır.

Daha da ötesi genellikle regülasyona iktisadi etkinlik kriteri nedeniyle değil de bazı transfer hedeflerinin gerçekleştirilmesi, eşitlik, adalet kaygıları ve diğer kamusal kaygılar ile

başvurulması eğilimi de hız kazanmış görünmektedir. Bu kaygılar fiyat belirlenmesini etkilemektedir. Transfer kaygıları nedeniyle, idari fiyat yapısı ve tarife, çapraz sübvansiyon ögelerini içinde barındırabilmektedir. Farklı ürünler, tüketiciler ya da gruplar için fiyatlar; piyasa (maliyet ve talep) koşullarına göre değil de belli bir grubu kayırma amacına göre belirlenebilmektedir. Bazı ürünlerin satışından elde edilen aşırı kârlar daha sonra, maliyetlerinin altında satılan diğer geri kalan ürünleri sübvansiyon etmek için kullanılabilir.

Adalet ve eşitlik kaygıları, genellikle endüstrinin yapısına ilişkin arzuları işaret etmektedir. Küçük işletmelerin “adil” bir içsel getiri oranı elde etmesini garantileyecek giriş engelleri belirlenecek ve sıklıkla belli hizmet standartları belli alanlar veya gruplarla bağlantı halinde farklı ürünler üzerinde “ortalamadan dışlayıcı” marjlar belirleme eğilimi meydana gelecektir.

Giriş engelleri genellikle “sosyal” kaygılarla savunulmaktadır. Bu tür bir yaklaşım, özellikle, kamu kolaylıklarının davranışını belirlemede “sosyal” ya da “siyasi” kaygıların ciddi bir rol oynadığı Avrupa’da güçlüdür.

Bu nedenler sonucu, düzenlenen sektörler sıklıkla aşırı maliyetler ve fiyat dışı rekabetin aşırı biçimleriyle, sözgelimi gereksiz derecede sık hizmetler ve aşırı kapasiteye yol açan çok yüksek kalite standartları ile istila edilmiştir. 1960’lı ve 1970’li yıllar boyunca ABD üzerinde yapılan birçok çalışma düzenlenen sektörlerin –özellikle taşımacılık- çok yaygın etkinsizlik ve yüksek oranda kârla sonuçlanmayan fakat yüksek maliyetlerden kaynaklanan fiyat seviyesinin aşırı yüksekliği ile karakterize edildiğini (Caves, 1962; Moore, 1978; Keeler, 1972; Boyer, 1977; Levin, 1978) göstermiştir. Havayolu taşımacılığı politikasını inceleyen çalışmada Bailey (2002), havayolu taşımacılığında iktisadi regülasyondan deregülasyona olan geçişin etkinlik artışı vaatlerini yerine getirdiğini bulmuştur. Ona göre (Bailey, 2002) tüketicilere daha düşük fiyatlar ve daha uygun uçuş tarifeleri anlamında belirgin derecede kazanımlar sağlanmıştır. Her ne kadar havalimanı rekabeti özellikle kimi yoğun, kavşak niteliğindeki havaalanlarında kusurlu olarak kalsa da bu kusurların doğası yarışılabilirlik teorisinden ziyade oligopolistik davranış modelleriyle daha iyi açıklanabilir.

Buna ek olarak Stigler (1971) regülasyonun esas olarak piyasadaki firmaları, diğer firmaların potansiyel girişini engelleyerek korumak amacıyla faaliyete geçirildiğini ileri sürmektedir. Pratikte siyasetçilerin regülasyonu yasal olarak hayatiyete geçirmesinin genel kamu yararı baz alınarak değil de kendi siyasi kazanımlarına yönelik olarak olduğu düşünülmektedir. Bu yüzden regülasyondan en çok kazanım elde edecek çıkar çevreleri, siyasetçilerin desteğini kazanmak

için yatırım yapma arzusunda olanlardır, yani siyasi desteğe yatırım yapma arzusunda olanlardır. Dolayısıyla düzenlenen işletmeler, çoğunlukla regülasyonlara kendi arzularına göre biçim vermeyi garantileme konusunda başarılı olmaktadır.

Stigler'in analizi daha önce Tullock (1967) tarafından yapılan çalışmanın genişletilmiş bir şekli olarak gözükmemektedir. Tullock (1967)'a göre firmalar önemli miktarda kaynağı, karar mercilerini korumacı regülasyon konusunda zorlamak için kullanmaktan çekinmeyeceklerdir. Kaynakların bu tür girişimlere yönlendirilmesiyle yanlış tahsis rant yaratmakta ve israf doğurmaktadır; böylelikle regülasyon sonucu oluşan yanlış kaynak tahsisi, tekel gücüne bağlı olarak ortaya çıkan yanlış kaynak tahsisinden veya regülasyonu gerekli kılacak diğer herhangi bir piyasa başarısızlığından daha büyük boyutlu olmaktadır.

Hangi tip regülasyon kuralları takip edilmelidir sorusuna cevap olarak ilk akla gelen fiyatların seviyesi ve yapısı ile piyasalara giriş koşulları olmaktadır. Bu noktada mesele iki yöne odaklanmaktadır. İlki, optimal fiyatları belirlemek için hangi kriter kullanılmalıdır, özellikle bir doğal tekelleci tarafından müşterek üretim olduğu durumda finansal denge kısıtını hesaba katarak sabit maliyetler ne zaman farklı ürünlere tahsis edilmeli, dağıtılmalıdır? İkinci olarak, hangi mekanizmalar regülasyonun, X-Etkinsizliklerini ve optimal durumdan diğer sapmaları önleyecek şekilde etkin uygulanmasını garanti eder?

1970lerin sonlarında araştırmalar göstermiştir ki, farklı ürünleri birarada üreten bir doğal tekellecinin sabit maliyetlerini tahsisi meselesiyle karşı karşıya isek Ramsey fiyatlandırması optimaldir. Faulhaber ve Baumol (1988), Ramsey fiyatlandırmasının süratle etkin regülasyon için referans haline geldiğini dile getirmektedir. Düzenleyiciler tarafından gelen tavsiyeler, genelde Ramsey fiyatlandırmasının tarifelerin yapısını ve seviyesinin uygunluğunu belirlemek için kullanılan bir araç olduğu şeklindedir. Yine de, bu kuralların pratikte hayata geçirilmesi, Ramsey fiyatlarını hesaplamak için ihtiyaç duyulan bilgi miktarının çokluğu nedeniyle çok zordur. Bu sorun nedeniyle, regülasyon mekanizmaları üzerindeki araştırmalar, esas olarak, düzenlenen işletmelerin fiyatlandırma davranışlarının olabildiğince Ramsey fiyatlarına yaklaştırılmasını garanti edecek kuralların tanımlanması üzerine yoğunlaşmıştır. Genelde bu kurallar, etkinliği maksimize etmek için düzenlenen işletmelere verilecek piyasa müşevvikleri olmaktadır.

Örneğin Loeb ve Magat (1979), işletmeleri fiyat etkinliğine zorlamak için, düzenleyicilerin tahmin ettiği ortalama maliyetleri baz alan bir fiyat belirlemesini ve sonra işletmelere düşük bir

fiyat belirlenmesi sonucu ortaya çıkan tüketici fazlasına eşit miktarda bir sübvansiyon verilmesini önermiştir. Bundaki amaç firmayı üretimini belirlemeye zorlayarak marjinal maliyetlerin, fiyatları tahmini ortalama maliyetleri aşmayacak şekilde tüketicilerin ödemeyi arzu ettikleri fiyatlara eşitlenmesini sağlamaktır.

Sudit (1979) ise düzenleyici tarafından ihtiyaç duyulacak bilgiyi azaltacak ve firmanın X-Etkinliğini elde etmesi için firmaya müşevvikler sağlayacak bir şema önermiştir. Düzenleyici, fiyat artışlarını girdi fiyatları ve verimliliğin beklenen gelişmesi arasındaki farkı referans alarak belirleyecektir. Bu firmaya, en azından verimliliğini iyileştirmek için bir teşvik unsuru olacaktır. Hesaplamaya temel teşkil eden ögeler zaman zaman revizyona tabi tutulmalıdır. Sudit'in önerisi, *OFTEL*'in *British Telecom*'u regülasyonunda kullanılan yöntemle benzerlik taşımaktadır.

Yetersiz piyasa müşevviklerini en etkin biçimde ikame etmenin yolunun, regülasyonun araçlarını –fiyat yönetimi ve giriş engelleri- optimalite kriterine bağlamaktan geçtiği açıktır. Fiyatlar ideal biçimde, firmanın finansal denge kısıtına göre, dışsallıkların mevcudiyetini de hesaba katma koşuluyla sosyal refahı maksimize edecek biçimde belirlenmelidir. Ölçek ekonomilerinin mevcudiyetinden türeyen bir doğal tekilde, sabit maliyetlerin farklı ürünlere dağıtımının, “gerçekçi” şekilde yani, her ürünün maliyete yaptığı katkı ile orantılı olarak dağıtılması çok önemlidir. “Optimal ikinci en iyi fiyatlandırma, ya da Ramsey fiyatlandırması, sabit maliyetlerin dağıtılmasında, bu dağıtımın tüketici fazlasında fiyatların marjinal maliyetlerden sapması nedeniyle oluşan kaybın minimize edilmesini” gerekli kılar (Ramsey, 1927; Baumol ve Bradford, 1970).

Dışsallıkların mevcudiyeti halinde, birinci en iyi fiyat yapısı, pozitif dışsal faydaları sağlayan çıktı miktarının sübvansiyonunu gerektirir. Doğrudan sübvansiyon projelerini uygulama zorluğu nedeniyle sübvansiyon genellikle çapraz sübvansiyon yoluyla finanse edilecek ve ikinci derecede optimal olacaktır.

Aguirre ve Beitia (2004), düzenlenen firmanın piyasa talebine dair düzenleyici kurumdaki daha kapsamlı (iyi) bir bilgiye sahip olduğu zaman optimal regülasyon politikasını incelemişlerdir. Özellikle ortaya konan bulguya göre sabit marjinal maliyet altında tam bilgi politikası uygulanabilir olmayıp optimal düzenleyici politika, bilgiye ulaşım rantları başta olmak üzere işlem maliyetlerinin düşürülmesini sağlamak için fiyat çarpıtılmalarını içinde barındırmaktadır.

Serbestleşmeyle birlikte doğal gaz iletim hatlarına serbest erişimin doğal gaz piyasalarını daha fazla entegre hale getirip getirmediği sorusunu işleyen çalışmada Kleit (1998), ABD’de doğal gaz boru hattı erişim sözleşmelerinde serbestleşme ve deregülasyonun genel olarak işlem maliyetlerini düşürdüğünü bulmuştur. Ona göre (Kleit, 1998), boru hattı sözleşmelerinin deregülasyonu boru hattı kapasitesine de talep artışını beraberinde getirmiştir.

1.2.4.6 İmtiyaz

İmtiyaz, doğal tekelinin genelde daha düşük fiyatları içerecek biçimde ve hizmeti en iyi şartlarla sağlamasını garanti edecek şekilde, işletme hakkının doğal tekeliye verilmesidir. Bu yüzden ilke olarak, imtiyaz rekabetçi bir müşevvik oluşturmaktadır. İmtiyaz verilenlerin seçiminde esas olarak maliyetler de belirlendiğinden hem idari maliyetlerin minimizasyonu gerçekleşmekte, hem de şartlar bir defada belirlenip sabitlendiğinden kârını maksimize etmek isteyen imtiyazcının kendi maliyetlerini minimize etmesi için bir müşevvik olmaktadır. İmtiyaz sözleşmesinin periyodik olarak yenilenmesi, hizmetlerin “rekabetçi” bir şekilde arzının sağlanmasına yönelik şartları garantileyen bir imtiyaz piyasası oluşturmaktadır.

Diğer yandan, imtiyaz yönteminin yatırım ve sermayenin ikame ve idamesi için gerekli motifleri azalttığı savunulmaktadır. Bu da, sabit ve batık maliyetlerin sıklıkla çok yüksek boyutlu olduğu doğal tekelerde önemli bir sorun olarak karşımıza çıkmaktadır. Bu nedenle, imtiyaz yöntemi genellikle çok büyük sermaye yatırımı içermeyen kurye, çöp toplama ve havaalanı bakımı²² gibi faaliyetler için uygun olarak değerlendirilmektedir.

Demsetz (1968), sermayenin kamuya ait olduğu ve imtiyazcının yalnızca yönetsel güçte olduğu “işletilen” imtiyazı savunmaktadır. Demsetz’e göre “rekabetçi bir ihale sisteminde aşırı kar imkanları elimine edileceğinden tek el gücü kırılabilecek ve optimal çözüme yaklaşılabilecektir. Özellikle tek mal ya da hizmet üreten piyasalarda bu yöntem ortalama maliyetlere ulaşılmasını sağlayacak ve optimal sonuç olmasa da (altoptimal) *ikinci en iyi* çözüme ulaşılmış olacaktır”. Domberger (1986: 216-242) de, Demsetz’in önerisinin İngiltere’deki kamu tekellerine uygulanmasını önermiştir. Yatırım kararları kamu sektöründe verilecek, dolayısıyla yatırım ve varlıkların bakım ve onarımıyla ilgili meselelerin önüne geçilmiş olunacaktır.

Tasarının çekici yönlerine rağmen, Schmalensee (1979) ve diğer yazarlar herhangi bir tür imtiyaz anlaşmasını etkileyebilecek birçok soruna işaret etmişlerdir. Bu sorunlar, bilinmeyen

²² Bkz. Hensher (1986).

olasılıkların varlığı halinde belirli bir hizmet seviyesi ve kalitesini garantileyen sözleşmelerin yazılmasındaki güçlüklerden doğmaktadır. Özellikle imtiyazcıyı etkinsiz davranışlardan alıkoyacak uzun dönemli sözleşmeler oluşturmak çok güçtür. Uzun dönemli sözleşmeler, fiyatlardaki beklenmeyen hareketlerin insafına kalmıştır. Dolayısıyla doğal tekelleci ile daha kısa vadeli sözleşmeler ya da tarife revizyonu gibi bir mekanizma kullanılmalıdır. Fakat bu da etkinsiz davranışa davetiye çıkarmakta ve sözleşmenin iptal edilme riskini çok yükseltmektedir. Dolayısıyla sözleşmeyi etkili biçimde izlemek yerinde olacaktır. Ancak bu da sırf bu iş için personel istihdamı vb. maliyetleri de beraberinde getirmekte ve izlemeyi güç kılmaktadır.

Ayrıca ampirik çalışmalar düzenlenen özel işletmelerin genel olarak kamu işletmelerinden daha etkin olduğunu ortaya koymaktadır (Borcheding, Pommerehne ve Schneider, 1982: 127-156). Genel kabul gören yaklaşıma göre kamu işletmeleri “çoklu amaçlar” izlemeye daha meyillidir (Marchand, Pestiaup ve Tulkens, 1984; Bös, 1986). Literatürde bu ampirik çalışmalara muhalefet konularından olan özel işletmelerin tahsiste etkinlikte azalmayı temsil etmesi meselesine yanıt olarak Atkinson ve Halvorsen (1986) bu özel işletmelerin daha iyi seviyedeki üretimde etkinliklerinin, tahsiste etkinlikteki azalmayı telafi ettiğini ileri sürmüştür.

Son olarak mülkiyetin aidiyetinin kamuda mı yoksa özel sektörde mi olacağı değil piyasada rekabetin tesisinin asıl amaç olarak kurgulanması gerekmektedir. Helm (2001) İngiltere’de 2000 yılında yürürlüğe giren Kamu Kolaylıkları Yasası ile regülasyonda reform adına getirilen ilave sosyal ve çevresel yükümlülüklerin regülasyonun maliyetlerini arttırdığını ve rekabet konusunu ihmal ettiğini öne sürmüştür.

II. BÖLÜM DÜNYA ENERJİ DURUMU VE DOĞAL GAZ PİYASA YAPISI

Bu bölümde küresel enerji görünümü ve özellikle doğal gaz incelenerek Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) ve BP'nin projeksiyonlarına yer verilecek ve Avrupa Birliği enerji durumuna değinilecektir. Ardından, birinci bölümde ayrıntıları ortaya konan fiyat kontrolleri ve regülasyonun gerekçeleri ve etkileri ile yöntemlerinin doğal gaz piyasasındaki yansımalarının ortaya konulması için doğal gaz piyasa yapısı ve dinamikleri ile kısa ve uzun dönemli fiyatlandırma kuralları, çeşitli fiyatlandırma sistematiikleri incelenmelidir.

2.1. DÜNYA ENERJİ GÖRÜNÜMÜ

Enerji çevrelerinde yapılan hemen bütün çalışma ve projeksiyonlarda hidrokarbonların önümüzdeki on yıllarda birinci enerji tercihi olarak kalacağı vurgulanmaktadır. Ancak bunların geliştirilmesi ve üretilmesi yeni bir aşamaya girmiştir. Rezervler bol fakat sınırlıdır, yeni alanlardaki operasyonlar giderek teknik yönden daha karmaşık bir hal almakta olup konvansiyonel olmayan hidrokarbonlar geleceğin üretim temelini daha büyük bir kısmını oluşturacaktır. Bugünkü projeksiyonlara göre, ilk bir trilyon varillik petrolün kullanılması 125 yıl sürmüştür. Fakat ikinci trilyon varil önümüzdeki 30 yıl içinde kullanılacaktır. Talep, eskiden hiç görülmediği biçimde hızla artmaktadır (OECD/IEA, 2005).

Yergin ve Stoppard'ın ünlü makalelerinde (2003: 103) petrolden “bir sonraki ödül” olarak bahsettikleri doğal gaz “yeni bir küresel enerji işi” olup; “yeni fırsatlar ve riskler, yeni karşılıklı bağımlılıklar ve jeopolitik yapılandırmalar getiren” doğal gazın “dünya ekonomisinde çok büyük bir etkisi olacaktır”. Aynı makalede sıvılaştırılmış doğal gaza (LNG) da değinen Yergin ve Stoppard (2003: 103) LNG'nin dünya enerji piyasalarındaki önemini de ilk dile getirenlerdendir.

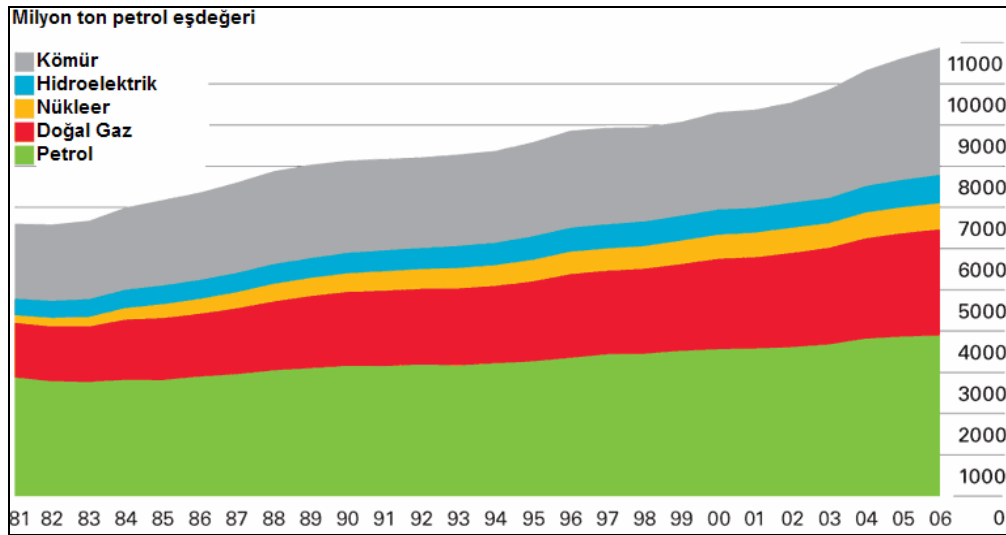
Yeni enerji güvenliği konsepti enerji arzını güvenilir kılmanın ötesinde ulusal güvenlik ve ekonomik güvenliğin ayrılmaz parçası olup siyasi, çevresel, terörizme ve altyapıya ilişkin güvenliğin yanısıra sürdürülebilir kalkınma ve iklim değişikliği endişelerini de içinde barındırmaktadır. Deloitte (2006)'a göre Çin, Hindistan, Rusya ve Japonya gibi birçok ulus, 21.

yy'ın enerji resmini şekillendirmede (ve arzı kilit altında tutmada) liderlik yarışı halindedir. Enerji, bu yeni dünyada, küresel ekonominin yanısıra küresel politikalarda da kilit güçtür.

2.1.1. Küresel Enerji Görünümü

BP'ye göre (2007) dünya birincil enerji tüketimi son on yıldaki ortalamanın üstünde ve 2005'teki artış olan %3,2'nin gerisinde olarak 2006 yılında bir önceki yıla göre %2,4 oranında artmıştır. Böylelikle küresel birincil enerji tüketimi 2006 yılında 10,878 milyar tpe'ye ulaşmıştır²³. Türkiye'de ise birincil enerji tüketimi bir önceki yıla göre %6,1 artışla 94,7 mtpe olarak dünya toplamında %0,9'luk bir paya sahip olmuştur.

Grafik 1. Dünya Birincil Enerji Tüketimi



Kaynak: BP Statistical Review of World Energy June 2007.

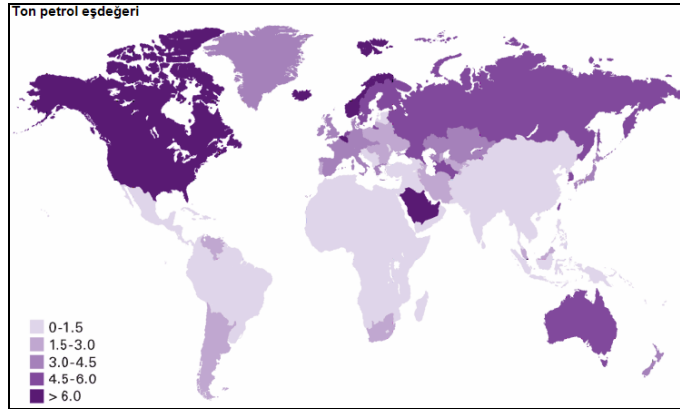
Petrol en yavaş, kömür de en hızlı büyüyen yakıt tipi olmuştur. Bununla beraber nükleer enerji dışında tüm yakıt tipleri için büyüme yavaşlamış durumdadır. Her ne kadar petrol dünyanın başat enerji kaynağı ise de geçtiğimiz on yılda piyasasını yitirerek tahtını kömür ve doğal gaz ile paylaşmak zorunda kalmıştır.

Dünya birincil enerji tüketiminde ABD 2,326 milyar tpe değeriyle açık ara lider konumunu sürdürürken onu sırasıyla Çin (1,697 milyar tpe), Rusya (704,9 mtpe), Japonya (520,3 mtpe),

²³ Bahsedilen birincil enerji tüketimi içinde doğru ölçülmesi zor olan odun, biyokütle, rüzgar, güneş ve jeotermal gibi yenilenebilir enerjiler dahil değildir.

Hindistan (423,2 mtpe) ve Almanya (328,5 mtpe) izlemektedir. Afrika'nın toplam birincil enerji tüketimi ise 324,1 mtpe mertebesinde gerçekleşmiştir (BP, 2007).

Şekil 7. Kişi Başına Birincil Enerji Tüketimi



Kaynak: BP Statistical Review of World Energy June 2007.

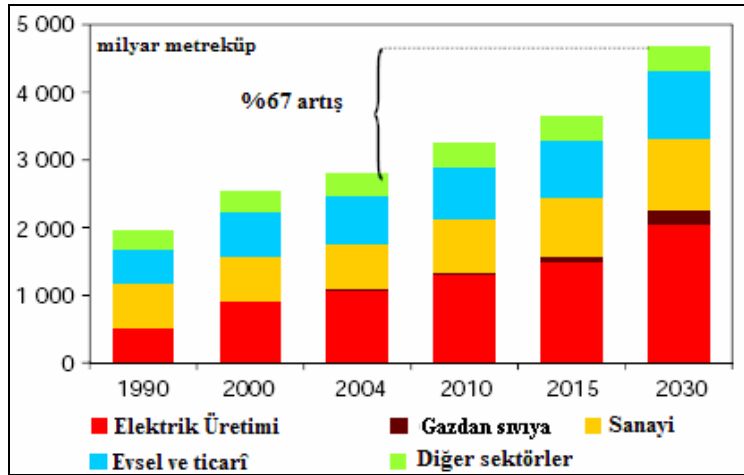
Asya Pasifik bölgesi enerji tüketimi bir önceki yıla göre %4,9'la en büyük artışı gerçekleştirmiştir. Çin'in enerji tüketimi de %8,4'lük büyüme ile küresel enerji tüketim artışının büyük kısmını oluşturmuştur. Asya Pasifik bölgesi küresel birincil enerji tüketiminin %33,5'luk kesimini gerçekleştirirken (tek başına Çin %15,6'sını oluşturmaktadır) onu sırasıyla Avrupa ve Avrasya toplamı (%27,8) ve ABD (%21,4) izlemektedir (BP, 2007).

Dünya birincil enerji tüketiminde doğal gazın payı ise %21'dir. Doğal gaz en çok ısınma ve elektrik üretimi amaçlı olarak tüketilmektedir. Küresel doğal gaz talebi 2002 ile 2006 yılları arasında yıllık %2,6 oranında artmıştır. Bu artışın büyük çoğunluğu OECD dışı ülkelerde gerçekleşmiştir (OECD/IEA, 2006b: 33). CEDIGAZ (2006) verilerine göre bir önceki yıla göre 2005'te en yüksek artışlar Türkiye'de (%27,2), İspanya'da (%20,9), Çin'de (%17,7), Pakistan'da (%11,3) ve Hindistan'da (%11,0) yaşanmış olup bu ülkeler hep beraber küresel doğal gaz tüketiminin %6'sını oluşturmuştur.

Projeksiyon döneminde talebin, gelişmekte olan ülkelerde ve geçiş ülkelerinde artan endüstriyel çıktı ve ticari faaliyetlerle beraber daha güçlü biçimde artacağı öngörülmektedir. Victor, Jaffe ve Hayes (2006)'e göre de küresel doğal gaz tüketimi şimdiki değerine nazaran 2030'da ikiye katlanacaktır. IEA'ya (OECD/IEA, 2006a) küresel birincil doğal gaz tüketimi tüm bölgelerde

referans senaryoya göre artarak 2004'teki 2,8 trilyon m³ değerinden²⁴ 2015'te 3,6 trilyon m³'e, 2030'da da 4,7 trilyon m³'e çıkmaktadır.

Grafik 2. Sektörlere Göre Dünya Birincil Doğal Gaz Tüketimi

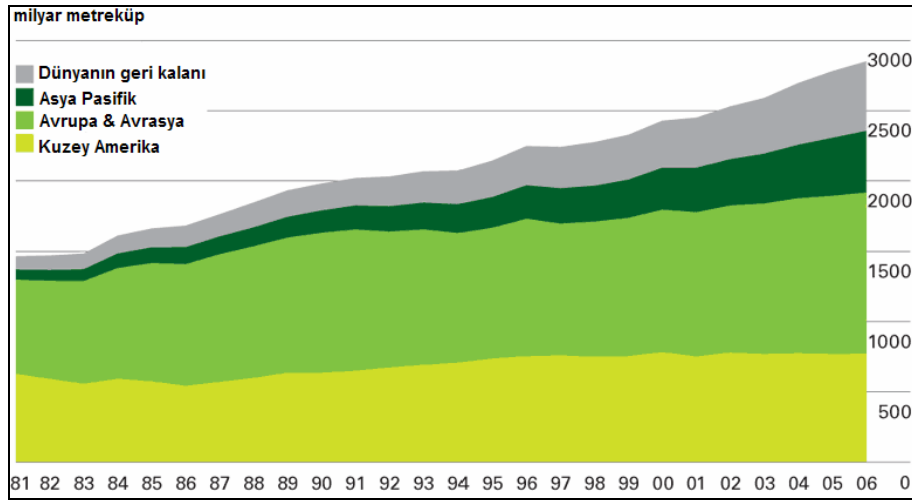


Kaynak: World Energy Outlook 2006.

Küresel anlamda yıllık %2'lik bir talep artışı sözkonusudur. OECD Kuzey Amerika ve Avrupa piyasaları 2030'da en büyük piyasalar olarak kalmaya devam edecektir. Elektrik üretimi sektörü, küresel birincil doğal gaz tüketimindeki artışın yarısından fazlasını barındırmaktadır. 2006 yılı sonu itibariyle dünya toplam doğal gaz tüketimi bir önceki yıla göre %2,5 artarak 2,851 trilyon m³ (2,575 milyar m³) olarak gerçekleşmiştir. Rusya bu tüketim artışının –miktar olarak- yaklaşık %40'ını sağlamış, Asya Pasifik'te de tüketim artışı güçlü olmuştur. Çin'de doğal gaz tüketimi bir önceki yıla göre %21,6 oranında artarak bir önceki yıla göre dünyadaki en güçlü artışı oluşturmuştur.

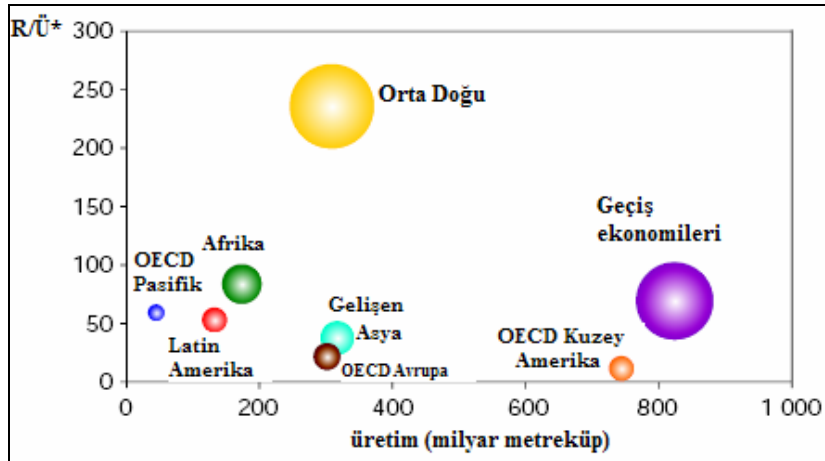
Dünya toplam doğal gaz tüketimi içinde Avrupa ve Avrasya'daki (%40,1) ile Kuzey Amerika'daki tüketim (%27,3) ön plana çıkmaktadır. Onları sırasıyla Asya Pasifik (%15,3) ve Orta Doğu (%10,1) izlemektedir. ABD tek başına dünya toplam doğal gaz tüketiminin %22'sini gerçekleştirmiş, onu 25 üyeli AB (%16,3) ve Rusya (%15,1) izlemiştir. Türkiye'de doğal gaz tüketimi ise yine 2006'da bir önceki yıla göre %13,5 artışla 30,5 milyar m³ (27,4 mtpe) mertebesine erişmiştir. Bu tüketim değeriyle Türkiye, dünya toplam doğal gaz tüketiminin %1,1'ini gerçekleştirmiştir (BP, 2007).

²⁴ Bu tezdeki doğal gazın tüm metreküp değerleri 15°C sıcaklıkta ve 1013 mbar basınçtaki standart metrekübü ifade etmektedir.

Grafik 3. Bölgelere Göre Doğal Gaz Tüketimi

Kaynak: BP Statistical Review of World Energy June 2007.

1996 sonu itibariyle 147,89 trilyon m³ mertebesinde olan dünya kanıtlanmış doğal gaz rezervleri ise 2005 yılı sonu itibariyle 180,20 trilyon m³, 2006 yıl sonu itibariyle de 181,46 trilyon m³ mertebesinde (BP, 2007; OECD/IEA, 2006b). Bu rezervlerin yaklaşık %26'sı Rusya'da²⁵, %30'u da İran ve Katar'dadır. OECD ülkelerindeki doğal gaz rezervleri dünya toplamının onda birinden daha azdır.

Grafik 4. Kanıtlanmış Doğal Gaz Rezervleri ve Bölgelere Göre Üretim

R/Ü*: Yıl cinsinden rezerv/üretim oranı.

Not: Her balonun büyüklüğü 2005 yıl sonu itibariyle rezerv durumunu göstermektedir.

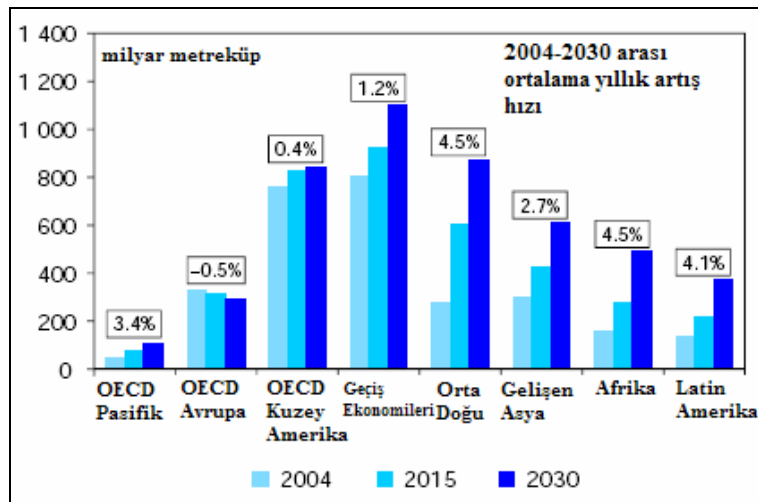
Kaynak: Cedigaz (2006).

²⁵ 47,66 trilyon m³ kanıtlanmış rezerv bulunmaktadır. Rusya aynı zamanda dünyanın en büyük doğal gaz üreticisi ve ihracatçısıdır. 2006'da yurtiçi tüketimi bir önceki yıla göre %6,7 oranında artarak 432,1 milyar m³ olarak gerçekleşmiştir. Doğal gaz nihai tüketici fiyatları 1,5 \$/MMBtu seviyesinin altındadır. Bu düşük fiyatlar konut ve sanayi sektörlerinde doğal gazın aşırı tüketimine neden olmaktadır. (BP, 2007, OECD/IEA, 2006b)

Son yirmi yıl boyunca dünya genelinde kanıtlanmış doğal gaz rezervleri Rusya, Orta Asya ve Orta Doğu'da²⁶ kaydedilen büyük keşiflerle %80 oranında artmıştır. ABD Jeolojik Araştırması'na göre (USGS, 2000) teknik ve ekonomik olarak çıkarılabilir rezervler ile henüz keşfedilmemiş rezervlerin toplamı 314 trilyon m³'e erişmektedir. Günümüze kadar yapılan toplam üretim de toplam kaynakların %15'ine tekabül etmektedir. Her ne kadar rezervler bir önceki yıla göre 1 trilyon m³'ten daha fazla arttıysa da BP'ye (2007) göre dünya doğal gaz rezerv/üretim (R/Ü) oranı 2006 yılında 63,3 yıla düşmüştür²⁷. Küresel doğal gaz R/Ü oranı, petrol R/Ü oranından çok daha fazla olmaya devam etmektedir (BP, 2007).

Bölgesel doğal gaz üretiminde öngörülen eğilimler genellikle rezervlerin görece büyüklüğü ve bunların başlıca piyasalara yakınlığı gibi genel faktörler ile tükenme politikaları, geliştirme maliyetleri ve jeopolitik kaygılar gibi özel birtakım faktörleri yansıtmaktadır.

Grafik 5. Bölgelere Göre Doğal Gaz Üretimi



Kaynak: World Energy Outlook 2006.

2006 yılı sonu itibariyle toplam dünya doğal gaz üretimi bir önceki yıla göre -on yıllık ortalaması olan %2,5'tan daha fazla olarak- %3 oranında artarak 2,865 trilyon m³/yıl olarak gerçekleşmiştir. Ortalamanın üstündeki bu artışın büyük çoğunluğu Rusya ve Kuzey Amerika'daki üretim artışından kaynaklanmıştır. Rusya'da en büyük üretim artışı kaydedilirken onu sırasıyla ABD, Mısır ve Çin izlemiştir. İngiltere'deki üretim düşmeye devam etmektedir.

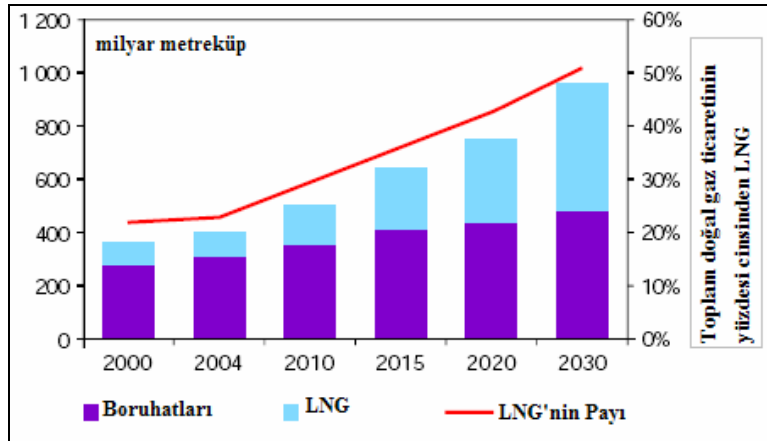
²⁶ 72,49 trilyon m³ (BP, 2007) rezerv bulunmaktadır.

²⁷ Petrol ve doğal gaz rezerv/üretim oranları yalnızca rezervler ve cari üretim miktarları hakkında bilgi vermek için verilmiştir. Rezerv/üretim oranlarına bakarak petrol ve doğal gazın tükenme zamanlarını belirtmek literatürde oldukça yaygın şekilde düşülen bir yanılgıdır. Çünkü muhtemel ve mümkün rezervler ile teknolojik gelişme gibi iktisadi olarak çok önemli faktörler bu tür analizlerde ihmal edilmektedir.

gaz ithalatında ise ABD 99,83 milyar m³'le birinci konumda olup onu sırasıyla 90,84 milyar m³'le Almanya ve 74,27 milyar m³'le İtalya izlemektedir. LNG ihracatında Katar (31,09 milyar m³), Endonezya (29,57 milyar m³), Malezya (28,04 milyar m³) ve Cezayir (24,68 milyar m³) piyasadaki başlıca aktörlerdir. LNG ithalatında ise Japonya 81,86 milyar m³'lük değeriyle açık ara lider konumunu devam ettirirken onu sırasıyla Güney Kore (34,14 milyar m³), İspanya (24,42 milyar m³) ve ABD (16,56 milyar m³) izlemektedir (BP, 2007).

2004-2030 arasında bölgeler arası doğal gaz ticaretinin, kaynak coğrafyaları ile tüketim coğrafyaları arasındaki farklılıktan ötürü üretimden çok daha hızlı artması öngörülmektedir. Başlıca doğal gaz tüketim bölgeleri, ithalata artan bir şekilde bağımlı olacaktır. Mutlak terimlerle ithalattaki en büyük artışlar Avrupa ve Kuzey Amerika'da yaşanacaktır. Halihazırda kendi kendine yeten bir bölge olan Kuzey Amerika projeksiyon döneminde net ithalatçı konumuna gelecektir. Orta Doğu ve Afrika projeksiyon dönemi süresince küresel bölgeler arası doğal gaz ihracatının üçte ikiden fazlasını (%72) sağlayacaktır. Bu ihracatın büyük kısmı Avrupa ve ABD'ye gidecektir. Kuzey Amerika, Avrupa, Asya Pasifik ve Latin Amerika piyasaları arasındaki ticaretin LNG sayesinde artmasıyla bu piyasalar daha fazla entegre hale gelecektir.

Grafik 6. Türüne Göre Dünya Bölgeler Arası Doğal Gaz Ticareti

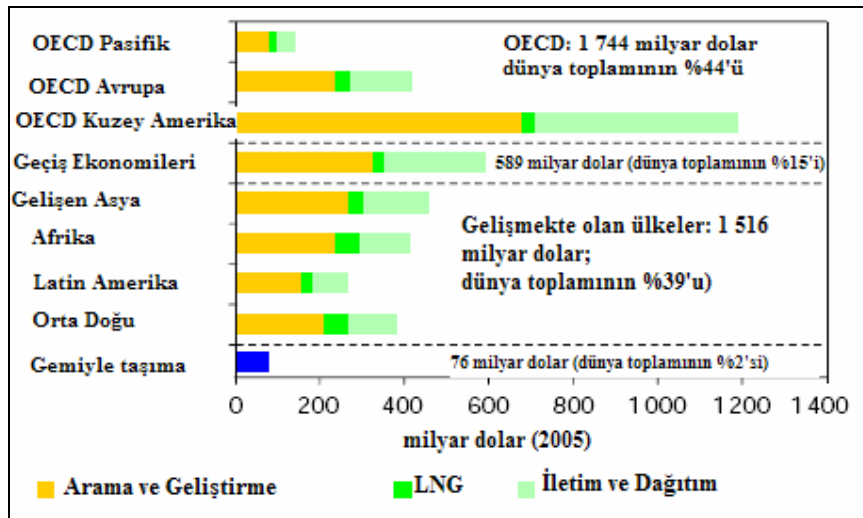


Kaynak: World Energy Outlook 2006.

2004-2030 arasında LNG'nin, bölgeler arası doğal gaz ticaretinin artmasında önemli bir rol oynayarak, bu artışın %70'ini tek başına sağlayacağı tahmin edilmektedir. LNG ihracatı 2004'teki 90 milyar m³/yıl değerinden 2030'da 470 milyar m³/yıl mertebesine gelecektir. Afrika, Rusya dahil geçiş ekonomilerini geçerek Avrupa'ya yapılan ihracatta başat konuma gelecektir (bkz. Grafik [6]).

2005-2030 dönemi boyunca artan talebini karşılamak için üretim tesisleri, sıvılaştırma tesisleri, LNG tankerleri ve yeniden gazlaştırma terminalleri, iletim boruhatları ve depolama tesisleri ve dağıtım şebekelerini içeren doğal gaz arz altyapısına yapılması gereken kümülatif yatırım tutarı 3,9 trilyon \$'a (yıllık 151 milyar \$) karşılık gelmektedir.

Grafik 7. 2005-2030 Yılları Arası Bölgelere ve Faaliyetlere Göre Doğal Gaz Arz Altyapısına Yapılacak Kümülatif Yatırım



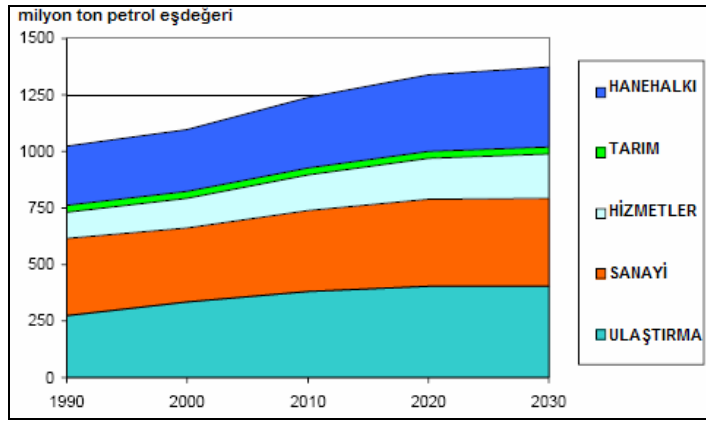
Kaynak: World Energy Outlook 2006.

Küresel harcamanın %56'sı keşif, geliştirme ve üretime (upstream) gidecektir. Yeni iletim hatlarına ve mevcut dağıtım şebekelerini genişletmeye yönelik yatırım tutarı dönem boyunca 1,4 trilyon \$'ı bulacaktır (OECD/IEA, 2006b: 34). Fiyatlandırma politikalarının doğal gaz şebekesine yatırımları teşvik için kritik önemi bulunmaktadır. OECD ülkelerinde genellikle düzenleyici kuruluşlar izin verilen içsel getiri oranını diğer endüstrilere kıyasla daha makul belirlemekte ve bu da yatırımcıların daha az risk alması anlamına gelmektedir. OECD ülkelerinde düzenlenen tarifeler genellikle arzın maliyetinin tam olarak karşılanmasını sağlamaktadır. Öncülüğünü İngiltere'nin yaptığı bazı ülke örneklerinde de düzenleme rejimi bu işletmeler için maliyetlerini düşürmeye yönelik müşevvikler de verebilmektedir (OECD/IEA, 2006a: 124).

2.1.2 Avrupa Birliği Enerji Görünümü

25 üyeli AB’de nihai enerji talebi 2000 yılından 2030 yılına dek %25 oranında artacaktır (DG-TREN, 2006a). Nihai enerji talebi artışı genellikle hizmetler sektöründe gerçekleşecektir. Artan elektrik talebi ile birlikte hizmetler sektörünün nihai enerji talebi 2000 yılından 2030 yılına dek %49 oranında artacaktır. En düşük artış oranı %10 ile tarım sektöründe yaşanacaktır. Nüfus artışı ve ısınma amaçlı yakıt talebi nedeniyle hanehalkının enerji talebi de %21 oranında artacaktır.

Grafik 8. AB’de Sektörlere Göre Nihai Enerji Talebi

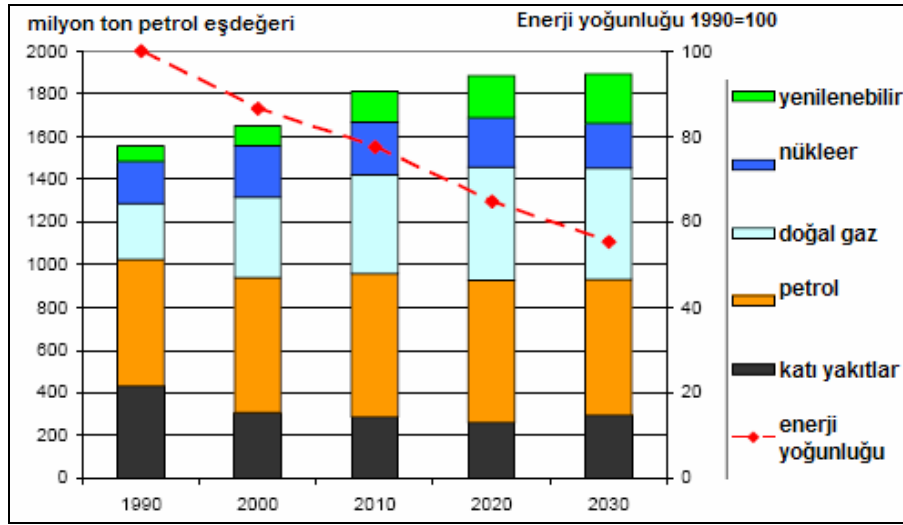


Kaynak: DG-TREN, 2006a.

AB’deki toplam enerji tüketimi 2030’da, 2000’e kıyasla %15 daha yüksek teşekkül edecektir. Enerji tüketimindeki artış oranı 2020’ye dek küçük oranlarda artacak, ardından nüfus durgunluğunu ve daha düşük iktisadi büyümeyi yansıtacak şekilde 2020 yılı sonrası durgunluk dönemine girecektir. Enerji tüketimindeki artışın yakıtlar içindeki payları artan doğal gaz ve yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanacağı öngörülmektedir.

2030 yılı ile birlikte enerji tüketimindeki %15’lik artış aynı periyottaki %79’luk GSYİH artışı karşısında çok düşük kalmakta, böylelikle enerji yoğunluğu²⁸ da 2030’a dek %1,5 oranında artmış bulunmaktadır (DG-TREN: 2006b). Enerji talebinden tasarrufa yönelik alınan önlemler (talep tarafı yönetimi ve enerji verimliliği tedbirleri) Avrupa’nın her bir birim çıktı başına tükettiği enerjide iyileştirme sağlamışsa da son on yıldaki enerji yoğunluğu iyileştirmelerindeki (%1,1’lik artış) yavaşlama, enerji tüketimindeki artışı hızlandırmakta ve beklenen enerji yoğunluğu iyileştirmelerinde olumsuz etki yaratmaktadır (bkz. Grafik [9]).

²⁸ Her bir birim GSYİH üretmek için tüketilen enerji miktarı. Enerji Tüketimi/GSYİH şeklinde formüle edilir.

Grafik 9. Yakıt Tipine Göre Toplam Enerji Tüketimi ve Enerji Yoğunluğu

Kaynak: DG-TREN, 2006b.

Enerji tüketimi 2030'a dek nispeten yavaş bir biçimde artarken, özellikle hidrokarbonlar, katı yakıtlar ve nükleer enerji türlerinde AB içi üretimde keskin bir düşüş yaşanacaktır.

Çizelge 1. AB (25)'de Toplam Enerji Tüketiminde Yakıtların Payları

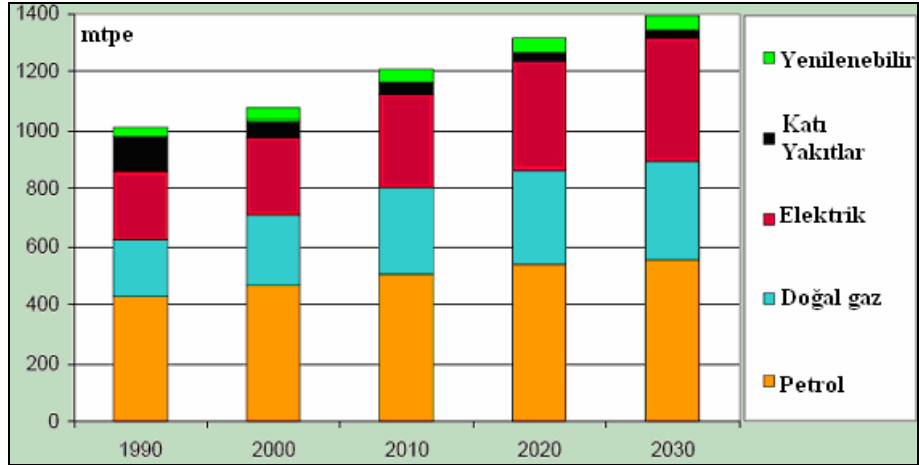
	2000 (%)	2010 (%)	2020 (%)	2030 (%)
Katı Yakıtlar	18.5	15.8	13.8	15.5
Petrol	38.4	36.9	35.5	33.8
Doğal Gaz	22.8	25.5	28.1	27.3
Nükleer	14.4	13.7	12.1	11.1
Yenilenebilir	5.8	7.9	10.4	12.2
Toplam	100	100	100	100

Kaynak: DG-TREN: 2006a.

2000 yılına kıyasla 2030 yılında petrol üretiminin %73, doğal gaz üretiminin %59 ve katı yakıtlar (kömür başta olmak üzere) %41 ve nükleer enerji üretiminin %11 oranında daha düşük olacağı hesaplanmıştır. 2000 yılında, *Kyoto Protokolü*'nün baz alındığı yıl olan, 1990 yılı seviyesine gerilemiş olan enerjiyle ilişkili CO₂ emisyonu ise projeksiyon dönemi boyunca 2030 yılında 1990 seviyesini %5 aşarak kesin bir şekilde artacaktır. AB'de katı yakıtların enerji eşdeğeri doğal gazla ikamesi, CO₂ emisyonunu %55 oranında azaltmaktadır. Elektrik üretiminde kömür ve linyit gibi katı yakıtlar yerine doğal gazın ikamesi de doğal gaz

türbinlerindeki yüksek verimden dolayı üretilen elektrik anlamında 1 kWh'te %35-40 oranında azaltabilir (DG-TREN, 2006b).

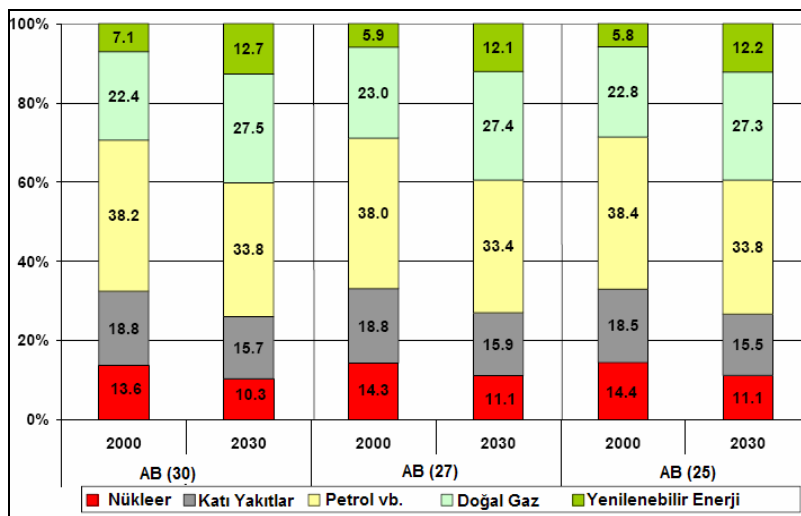
Grafik 10. AB'de Yakıt Tipine Göre Nihai Enerji Talebi



Kaynak: DG-TREN, 2006a.

25 üyeli AB'deki bu hesaplamalara benzer biçimde 27 ve 30 üyeli AB için yapılan hesaplamalarda da birincil doğal gaz tüketimi benzer bir değişim geçirmektedir. 27 üyeli AB'nin birincil enerji tüketimi 2000 yılındaki 1709,1 mtpde değerinden 2010'da 1878,5 mtpde'ye ve 2030'da da 1992,3 mtpde değerine; 30 üyeli AB'nin birincil enerji tüketimi 2000 yılındaki 1839,1 mtpde değerinden 2010'da 2032,2 mtpde'ye ve 2030'da da 2250,9 mtpde değerine yükselmektedir (DG-TREN, 2006b).

Grafik 11. Yakıt Tipine Göre Birincil Enerji Talebi



Kaynak: DG-TREN, 2006b.

Grafik (11)'e göre doğal gaz ve yenilenebilir enerjinin piyasa payları 2000 seviyesinin ciddi anlamda üstünde teşekkül etmektedir. 2030'da fosil yakıtlar 30 üyeli AB'nin birincil enerji ihtiyacının %77'sini karşılamaktadır.

2.2. DOĞAL GAZ PİYASA YAPISI VE DİNAMİKLERİ

Doğal gaz karada ve denizde aranmakta, geliştirilmekte, üretilmekte (upstream), dağıtım şirketlerinin tüketicilere dağıttığı şehir girişine dek yüksek basınçlı çelikten boru hatlarıyla ve LNG tankerleriyle taşınmakta/iletilmekte (midstream) ve şehirlerde nihai tüketicilere dağıtılmaktadır (downstream). Doğal gaz homojen bir mal olarak değerlendirilebilir.

Doğal gaz iletimi doğal tekel niteliği taşımaktadır. Doğal gazın depolanması da çoğunlukla iletim, ender durumlarda da dağıtım faaliyeti sayılmaktadır. Her ne kadar ölçümleme gibi şebeke işletimindeki kimi faaliyetler tekelci bir özellik göstermemekteyse de yarışabilir iletim şebekeleri inşa etmek ölçek ekonomileri nedeniyle etkinsizdir. Doğal gaz üretimi alanında bir doğal gaz üretim tesisi sabit maliyet olarak tanımlanır. Ancak doğal gaz rezervi sınırlıdır ve üretilen doğal gaz yalnızca bir kez üretilebilir. Bu tesisler belirli bir doğal gaz rezervine atanmış olduğundan sabit varlıkların amortismanının tutarı genellikle üretilen iş bazlı olmaktadır.

Üreticilerin batık maliyetleri kurtarma çabaları ve doğal gazın yalnızca bir kez üretilebileceği gerçeğinden hareketle fırsat maliyetleri nedeniyle üretimi erteleme istekleri ile vergilendirme gibi bir dizi faktör marjinal maliyetin teşekkülünde önemli olmaktadır. Dolayısıyla, rekabetçi bir piyasada dahi, doğal gazın nihai tüketicilere arzı, içinde tekelci bir karakteristiği taşımaktadır.

Genellikle doğal gaz iletim şebekelerinde sabit maliyet, toplam maliyetin %90-95'ini temsil ederken, değişken maliyetler de kalan %5-10'unu temsil etmektedir. Sabit maliyetler genellikle bir kapasite bedeline değişken maliyetler de mal bedeline dönüştürülmektedir. Dolayısıyla bir doğal gaz taşıtanı (tedarikçi/toptan satışı) sözleşmeye dayanan veri bir kapasitesini kullanarak ilave bir birim doğal gazı iletim sistemine kattıkça marjinal maliyetleri düşmektedir. Rekabetçi bir piyasada bir doğal gaz tedarikçisi doğal gazı ya bir doğal gaz piyasası endeksinden ya da vadeli işlemler piyasasından hesaplanan sabit bir fiyattan, piyasa fiyatından alabilmektedir. Kapasite ikincil piyasadan alınmış ise doğal gaz düzenlenen fiyattan alınabilir. Doğal gaz

tedarikçilerinin görece oldukça düşük sabit maliyetleri bulunmaktadır. Maliyetlerinin çoğunluğu değişken maliyet sınıfındadır (DTI, 2005; OECD/IEA, 1998a).

OECD'ye göre (OECD, 2001: 37):

“Doğal gaz endüstrisinde, elektrik endüstrisindeki gibi, doğal gaz üretimi ve perakendecilik geniş çapta rekabetçi faaliyetlerdir. Aynı zamanda yerli veya yabancı doğal gaz tedariki de rekabetçi bir faaliyettir. Bunun aksine, doğal gaz dağıtımında önemli ölçekte bir ekonomi ve yoğunluk bulunmaktadır. Her ne kadar doğal gaz iletiminde büyük ölçekli bir ekonomi varsa da, doğal gaz üreticilerinin ve tüketicilerinin coğrafi konumları bazı ülkelerde bu alanda biraz rekabete izin verebilmektedir”

Diğer ağ endüstrilerinde olduğu gibi doğal gaz endüstrisi de daha rekabetçi piyasalar yaratmak için tekelsel, dikey entegre yapılarını kırıp sektöre özgü regülasyonun tanıtıldığı girişimlere sahne olmuştur²⁹. Özellikle LNG değer zincirinde azalan sermaye yoğunluğu, yatırımların azalan batık maliyeti, spot piyasaların gelişimi ve piyasa katılımcılarında ve kısa ve orta vadeli doğal gaz ticaretinde gözlenen artışlar doğal gaz endüstrisinde son zamanlarda meydana gelen ciddi yapısal değişikliklerin başlıcalarıdır. Örneğin bir yanda son beş yılda Trinidad ve Nijerya arzlarını diğer yanda Amerikan ve İspanyol piyasaları arasındaki arzı kaydıran bir *Atlantik Havzası Arbitraj Piyasası* oluşmuştur. Orta Doğu arzı sayesinde diğer bir arbitraj piyasası da Pasifik ile Atlantik havzaları arasında oluşmaktadır.

Doğal gaz sektörü elektrik sektöründen de ciddi farklılıklar arz etmektedir. Her ülke doğal gazı kullanmayabilir ya da üretmeyebilir iken bunun tersine her ülke elektrik üretmekte ve kullanmaktadır. Ayrıca önce de vurgulandığı gibi doğal gaz taşımacılığı çok büyük oranlarda yatırımlar gerektirmekte olup bunların içinde çok uzun mesafeleri -kimi zaman binlerce kilometre- kapsayan boru hatları, çevrim santralleri ile basınç düşürme ve ölçümleme istasyonları, *take-off* vanaları ile LNG için gemi ile taşımacılık (doğal gazı sıvılaştırma, LNG depoları ve rampaları ile gemiye yükleme, denizde taşıma, gemiden boşaltma ve tekrar gazlaştırma üniteleri) maliyetleri yer almaktadır.

Dünya genelinde doğal gaz piyasa yapıları gelişme derecesine göre farklılık arz etmektedir. ABD, Japonya, Güney Kore ve Tayvan gibi bazı piyasalar olgunlaşmışken, Hindistan ve Çin gibi kimi piyasalar ise henüz yeni oluşma aşamasındadır. Avrupa ise büyüyen piyasalardan olgunlaşmış piyasalara kadar geniş bir spektrumu kapsamaktadır. ABD, yerli doğal gaz kaynaklarının *de facto* egemenliğinden artan LNG ithalatı ile karma bir piyasa yapısı oluşturma

²⁹ Bkz. (Dixon ve Easaw 2001; Joskow, 2005); yeniden regülasyon ve deregülasyondan çıkarılacak genel dersler için bkz. (Joskow, 2005).

çabasındadır. Avrupa’da, çoğunlukla yerli rezervlere ve/veya dışsal kaynaklardan uzun dönemli arz sözleşmelerine dayanan olgunlaşmış piyasalar ile çoğunlukla bölge dışından ithalatın egemen olduğu yeni, oluşma aşamasındaki piyasalar bulunmaktadır. Asya piyasasında da hemen tümüyle LNG ithalatına dayanan ve değişik regülasyon yapıları bulunan ulusal doğal gaz piyasaları mevcuttur.

Kısa dönemde veri bir piyasadaki talep eğrisi ile ilke olarak fiyatlar, sermaye harcamalarını da içerecek şekilde uzun dönem marjinal maliyet etrafında sallanmaya meyillidir. Isıtma ile elektrik üretimi amaçlı nihai tüketici talepleri hava şartlarıyla oldukça güçlü bir korelasyona sahiptir. Doğal gaz kullanmaktan başka bir alternatifleri olmadığı için birçok doğal gaz tüketicisi “esir” konumda olup fiyatlar kısa dönemde esnek değildir. Bu tüketiciler kesintisiz arza ihtiyaç duymaktadır. Talebin mevsimselliği de ilave arz maliyetleri dayatmaktadır. Doruk talebin yaşandığı zamanlarda yakıt çeşitlendirmesine giden nihai tüketiciler ile yapılmış olan kesintili sözleşmeler ile esir konumdaki tüketicilere kesintisiz doğal gaz arzı sağlanmaktadır (OECD/IEA, 1998a:16).

Doğal gazın vadeli işlemler piyasası doğal gazın talebin maksimum olduğu kış aylarında talebin minimum olduğu yaz aylarından daha değerli değerli olduğunu göstermektedir. Kimi ülkelerde, doğal gaz depolama tesisleri nadir olduğundan depolamaya erişim de bu rekabette ayrıca önem taşımaktadır.

Ek olarak doğal gaz, elektrik üretiminde önemli bir girdidir. Sözelimi doğal gaz piyasasında baskın pozisyona sahip dikey olarak elektrik üretimi ile entegre olan bir şirket fiyatı arttırabilmekte veya rakip üreticilere doğal gaz vermede kısıtlayıcı olabilmektedir. OECD (2001: 37)’ye göre:

“Doğal gaz endüstrisinde rekabeti arttıran faaliyet kolu ayrıştırması aşağıdakilerin hepsini ya da bir kısmını içerebilmektedir:

- Perakendeciliği iletim ve dağıtımdan ayırma,
- Doğal gaz üretimini iletim ve dağıtımdan ayırma,
- Doğal gaz depolamayı iletim ve dağıtımdan ayırma,
- Dağıtımı iletimden ayırma,
- Doğal gaz iletimini ve dağıtımını elektrik üretiminden ayırma.”

OECD’nin hesaplamalarına göre (1992: 36) diğer sektörlerde olduğu gibi, doğal gaz sektöründe nispeten yakın zamandaki reformlar ile rekabetin ölçeği büyük ölçüde artmıştır. Çoğu ülke en azından kimi tüketici kategorilerine kendi doğal gaz kaynaklarını seçmesine izin vermekte ve düzenlenmiş fiyatlarda doğal gaz iletim ve dağıtımına izin vermektedir.

2.2.1. Rekabetçi Doğal Gaz Endüstrisinde Fiyat Tespiti

Dünya genelinde, özellikle Avrupa’da doğal gaz arzı, doğal gazı üreticilerden satın alan ve temel olarak petrol ürünlerine endekslenen uzun dönemli (15-25 yıllık) sözleşmeler temelinde yeniden satan, hem iletimde hem de dağıtımda yasal ya da *de facto* doğal gaz ticaret ve iletim tekelileri tarafından karakterize edilmiştir. Bunun en önemli nedeni, bu sözleşmelerin üretim, iletim ve dağıtım altyapısına yapılan yatırımın geri dönüşünü teminat altına alacak kararlı bir iktisadi taban sağlamasıdır. Ülkelerin çoğunda dağıtım faaliyeti yerel ya da bölgesel otoriteler tarafından ya da onlarla birlikte, çoğunlukla yerel dağıtım tekelileri biçiminde olmuştur. Fransa ve İngiltere gibi kimi ülkeler ise doğal gaz dağıtımını iletim tekeliyle entegre etme yoluna gitmiştir (OECD/IEA: 1998).

Son yıllarda ise serbestleştirme ile birlikte uzun vadeli sözleşmelerde ciddi azalma ve sabit fiyatlı günlük spot anlaşmalardan bir yıllık anlaşmalara kadar daha kısa vadeli sözleşmelere kayma da sözkonusudur. Bireysel sözleşmelerin büyüklükleri de satın alıcıların günlük ve mevsimlik dengeleme çabalarında daha çok esneklik talebi nedeniyle azalmıştır. ABD’deki yerel dağıtıcılar ve piyasa yapıcılar ile İngiltere’deki piyasa yapıcılar genellikle kısa ve orta vadeli arzlar arasında bir denge arayışında olmuştur. Çalışmalarında gelecekteki piyasa yapısına dair beklentilerin cari doğal gaz piyasa yapısını nasıl etkilediğini ortaya koyan Brito ve Hartley (2007: 23) aynı zamanda modelleri sonucunda daha büyük oranda akışkanlığa sahip piyasaların yeni firmaların altyapıya yatırımı teşvik ettiğini ve doğal gaz ticaretinde spot piyasaların artan rolünün geleneksel uzun dönemli sözleşmelerden kısa dönemli ticarete geçişte büyük önemi olduğunu bulmuştur.

Tam anlamıyla rekabetçi bir piyasada bir tedarikçi doğal gazını piyasa fiyatından satabilmektedir. Sözgelimi İngiltere’de doğal gaz satış sözleşmelerinin çoğu ya bir doğal gaz piyasası endeksine ya da vadeli işlem piyasasından hesaplanan sabit bir fiyata bağlantılanmaktadır. Şayet kapasite ikincil piyasada satılmışsa tedarikçi doğal gazını düzenlenen fiyattan ya da piyasa fiyatından satabilmektedir. Kısa vadeli spot ticaret, orta ve uzun vadeli sözleşmelerdeki *al ya da öde taahhütlerinin*³⁰ azalmasını sağlamıştır. Özellikle elektrik üreticileriyle yapılan uzun vadeli kontratlar yine de al ya da öde yükümlülüklerini içermektedir ancak bu eşik bugün geçmişe göre çok daha düşük seviyede teşekkül etmektedir.

³⁰ Alıcı için genellikle 12 aylık bir sürede asgari doğal gaz alım miktarına tekabül eden sözleşmesel bir taahhüttür. Bununla alıcı, ilke olarak anlaşılan tam miktarı almasa dahi satıcıya sözleşmeye bağlanan asgari doğal gaz alım miktarının tam tutarını ya da bunun belli bir yüzdesini (genellikle %75-80 olmaktadır) ödemeyi taahhüt etmektedir.

2.2.1.1 Kısa Dönemli Fiyat Tespiti

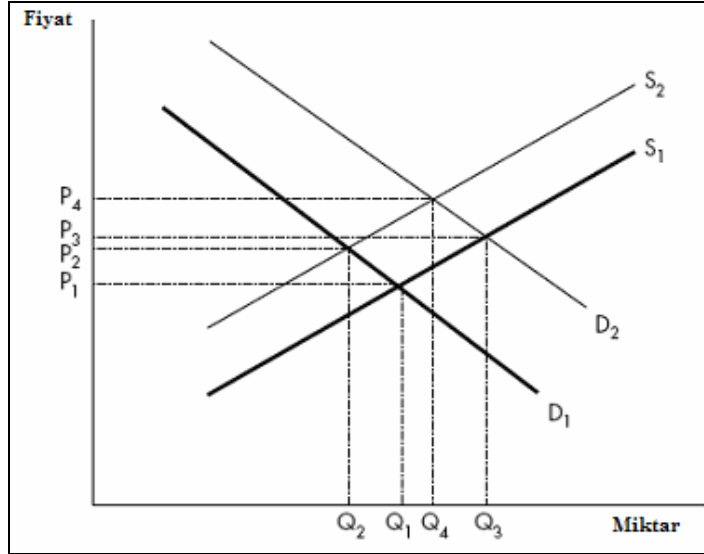
Doğal gaz talebinin genellikle nüfus, iktisadi büyüme, kaynak donatımı ve farklı birincil yakıtların görece fiyatları ile yeni teknolojik gelişmeler olmak üzere altı temel etkeni olduğu söylenebilir. Rekabetçi bir piyasada boru hattı şebekesine ayrımcı olmayan bir üçüncü kişilerin erişimi söz konusu olduğunda doğal gaz fiyatları arz ve talebin karşılıklı etkileşimi ile belirlenmektedir.

Herhangi bir zamanda, doğal gazın piyasa fiyatı, gerek uzun dönemli sözleşmeler temelinde gerekse spot fiyat temelinde marjinal tüketici ve tedarikçi tarafından belirlenir. Doğal gazın serbest piyasada fiyatlandırmasının anahtar vurgusu, veri bir yerde o mal için tek bir baskın fiyatın olduğudur. Bu durum, tekelcinin her bir nihai tüketiciye ayrımcı bir temelde belirlediği doğal gaz fiyatları durumu ile zıtlık arz etmektedir. Boru hattı kapasitesi sınırı olmadığında gerçek bir rekabetçi piyasadaki fiyat doğal gazın farklı yerler arasındaki taşınmasının gerçek maliyetini yansıtmalıdır. Doğal gaz, X'ten Y'ye taşındığında Y'deki fiyat, X'teki fiyat ile taşıma maliyetinin toplamı olmalıdır, şayet farklı olursa A ile B arasındaki fiyat farkından istifade etmek isteyen tüccarlar her iki yerde de fiyatlar eşitlenene dek arbitraja devam edecektir (OECD/IEA, 1998a: 35).

Diğer taraftan arz eğrisinin biçimi de üreticilerin üretim politikası bir başka deyişle üretimde kısma ya da iktisadi gerekçelerle bakım programları nedeniyle üretimi erteleme istekleri ve depodaki doğal gaz sahiplerinin farklı fiyat seviyelerinde doğal gazı azır istekleri tarafından belirlenir. Çıktı maksimum sürdürülebilir düzeye eriştiğinde üretim fiyata duyarsız hale gelince arz eğrisi genellikle dik bir konumda olacaktır; düşük çıktı düzeylerinde üreticiler çok düşük fiyatlardan satmak yerine kuyularını kapatmayı (üretimi durdurmayı) yeğleyeceklerinden arz eğrisi düz bir konumda olacaktır. Farklı fiyat seviyelerinden satma arzusu çok büyük olarak beklenen fiyat hareketleri ile depolama seviyelerinin bir fonksiyonu olmaktadır.

Doğal gaz eğrisinin durumu toplam kısa vadeli üretilebilir kapasiteye göre de değişebilir. Yeni bir doğal gaz sahasının işletmeye alınması ya da düşük talepli mevsimde yapılan doğal gaz depolaması arz eğrisini aşağıya doğru kaydırır. P 'nin fiyat, Q 'nun miktar, D 'nin talep ve S 'nin arz olduğu şekil (10) arz ve talep temellerinde ani bir değişikliğin fiyata etkisini göstermektedir. Arzda meydana gelen, arz eğrisinin S_1 'den S_2 'ye yukarı doğru kaymasıyla gösterilen bir azalma doğal gaz fiyatının P_1 'den P_2 'ye artışıyla neticelenmekte yalnız doğal gazın denge talebinin Q_1 'den Q_2 'ye geçmesini sağlayan şekilde düşmesine neden olmaktadır.

Şekil 9. Doğal Gaz Endüstrisinde Kısa Dönemli Fiyat Tespiti



Kaynak: OECD/IEA, 1998a.

S_1 veri arz eğrisi altında, rakip yakıtların fiyatındaki ani bir artış nedeniyle, doğal gaz talebi eğrisindeki D_1 'den D_2 'ye doğru yukarı yönlü kayma, fiyatın P_1 seviyesinden P_3 seviyesine çıkmasına yol açar. Benzer şekilde, hem talep hem de arz eğrilerinde meydana gelen yukarı kayma (D_2 ve S_2 'ye doğru) hem arzda (Q_4 'e doğru) hem de fiyatta (P_4 'e doğru) bir yükselişe neden olur.

Uygulamada, kısa dönemli yakıt değiştirme kabiliyetine ve depolamanın olup olmamasına -ki kısmen coğrafi şartlar tarafından belirlenmektedir- göre talep ve arz eğrilerinin şekli ülkeden ülkeye büyük değişiklikler göstermektedir. Yakıtlar arası rekabet ve doğal gaz depolama davranışı, sanayi ve elektrik üretim sektörlerinde yoğun bir yakıt değiştirebilme kabiliyetinin ve ciddi anlamda depolama kapasitesinin olduğu ABD'de kısa dönemli fiyat tespitinde çok önemli roller üstlenmekte iken; bunun tam zıddı olarak, aşırı kapasiteden dolayı yakıtlar arası rekabetin İngiltere'de fiyat tespiti konusunda hiçbir etkinliği gözlenememiştir (OECD/IEA, 1998a).

2.2.1.2 Uzun Dönemli Fiyat Tespiti

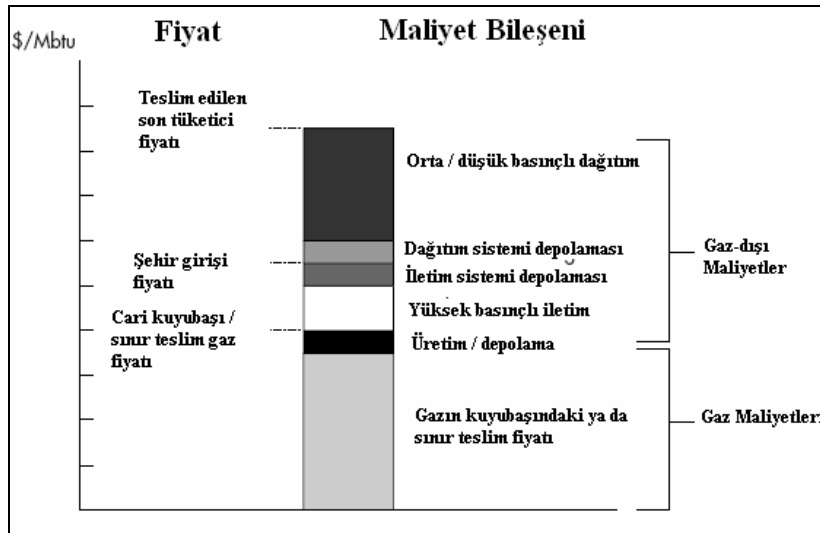
Rekabetçi piyasalarda uzun dönemde doğal gazın kuyubaşındaki ya da sınırda teslim fiyatı, veri bir talep seviyesi için doğal gazın sınıra gelene kadar uzun dönemli üretim/arz maliyetini birleştirecek şekilde belirlenmelidir. Bu durum, haliyle rakip yakıtların yer almadığı durumu

işaret etmektedir. Üretilabilir kapasitenin, talep artışından daha hızlı bir şekilde geliştirilebildiği durumda ise arz fazlası olacağından doğal gaz fiyatları uzun dönem marjinal maliyetlerden düşük şekilde oluşacaktır.

Bu durumun benzeri 1995'te İngiltere'de yaşanmış olup sonraki birkaç yıl boyunca yeni doğal gaz sahalarının geliştirilmesinin ertelenmesine neden olmuştur. Yine benzer şekilde, ABD'de 1970'li yılların sonunda görüldüğü gibi üretim kapasitesindeki bir yatırım eksikliği uzun dönemli marjinal maliyetlerden çok yüksek fiyat seviyelerine yol açar. Uzun dönemli marjinal üretim maliyetleri arama, üretim, işletme ve bakım maliyetlerini³¹ kapsamaktadır (OECD/IEA, 1998a).

Fiyat eşitliğinin diğer tarafında yer alan talep, uzun vadede, iktisadi kalkınma, rakip yakıt fiyatları, son kullanım teknolojisi ve enerji kullanımındaki çevresel kısıtları içeren bir dizi faktöre bağlıdır. Şekil (10)'da görülen maliyet bileşenlerinin herhangi bir ülkedeki göreceli önemi, arz kaynağından teslimat noktasına olan uzaklık, regülasyon yöntemi ve maliyet tahsisi ve doğal gazdan doğal gaza rekabetin derecesini içeren belli sayıda etmen tarafından belirlenmektedir.

Şekil 10. Nihai Tüketici İçin Ortalama Doğal Gaz Fiyatı Oluşumu



Kaynak: OECD/IEA, 1998a.

Tek bir doğal gaz şirketinin doğal gazın taşınması ve satışı konularında tekolci olarak tayin edildiği durumda, ilke olarak şirket doğal gazın nihai fiyatını maliyet tabanlı bir yaklaşımla belirleyebilir ya da doğal gazın diğer yakıtlarla rekabet halindeki piyasa değerini temel alarak da

³¹ Bu maliyetler de teknolojinin durumuna ve teknolojiye gelişmelere yüksek derecede bağlıdır.

belirleyebilir. İkinci yaklaşım, belirli müşteri gruplarına arzın maliyetini aşabilecek bir *netback değeri*³² ile dolgun kâr aralıklarına yol açabilir. Bu tür bir fiyat ayrımcılığı kaçınılmaz olarak farklı müşteri kategorileri arasında çapraz sübvansiyonlara yol açmaktadır. Tekelin egemen olduğu, çok az sayıda ve büyük tedarikçilerin bulunduğu Avrupa’da, *netback* piyasa değeri yaklaşımı geleneksel olarak doğal gaz zinciri boyunca doğal gaz fiyatlandırmasında temel olarak alınmaktadır.

Medlock ve Soligo (2001)’yu takiben “iktisadi kalkınma seviyesinin bir fonksiyonu olarak kişi başına toplam birincil enerji talebini” ve doğal gazın toplam birincil enerjideki payını reel enerji fiyatlarıyla ve iktisadi gelişme seviyesiyle ilişkilendiren bir fonksiyon hesaplayan Hartley ve Medlock (2005a) fiyatlar ve kişi başına düşen milli gelir hakkında talebin uzun dönem esnekliğinin kısa dönem esnekliğinden yaklaşık 5,85 kat daha büyük olduğunu bulmuştur. Buna göre kişi başına düşen çeşitli reel GSYİH seviyeleri için uzun dönem talep eğrileri doğal gazın birincil enerjideki payının sıfır (0) ya da bire (1) yaklaşmasıyla daha fazla inelastik olmaktadır. Doğal gazın toplam birincil enerjideki payı bire (1) yakın ise fiyatlardaki düşüşler doğal gaz talebini büyük oranda harekete geçirememektedir. Benzer biçimde doğal gazın payı sıfıra (0) yakın ise fiyat artışları doğal gaz talebini düşürmede çok küçük etkiye sahip olmaktadır.

Asya-Pasifik’te halihazırda kullanılan fiyatlandırma sistemi 1990lı yıllardan beri “Japanese Crude Cocktail” ile, bir başka deyişle *Japon gümrük temizleyen fiyat* ile ilişkilendirilmektedir. Bu fiyatlandırmada ham ürün (petrol ve türevleri) karışımının çok yüksek ve alçak olduğu durumları telafi etmek üzere bir *S* eğrisi ile birleştirilir. Japonya, Güney Kore, Tayvan’da sıkça kullanılmaktadır. Doğal gaz fiyatı Kıta Avrupası’nda ise genelde Brent tipi ham petrole ve İngiliz *NBP* fiyatı ve boru hattı doğal gaz fiyatları ile ilişkilendirilmektedir. Atlantik Havzası’nda ise *Henry Hub* ve *NBP*, referans noktalarıdır. Asya ülkeleri LNG’ye şiddetli bir biçimde bağımlı olduğundan Asya LNG fiyatları Avrupa’dakine kıyasla daha az rekabetçi olup ithalatçılar aynı zamanda yaklaşık 1 \$/MMBtu civarında “Asya Risk Primi” ödemeye razıdır.

Doğal gaz piyasalarının serbestleşme hareketleri Kanada, ABD ve İngiltere’de görece erken başlatılmıştır. Kıta Avrupası’nda ise doğal gaz piyasalarının serbestleşmesi sürmektedir. Günümüzde Batı Avrupa’nın esas olarak Norveç’ten, Rusya’dan ve Cezayir’den ithalat yapması ile *OECD Avrupa*; ABD’nin Kanada ve Meksika’dan yaptığı ithalat ile *Kuzey Amerika*; Japonya, Tayland ve Güney Kore’nin esas olarak Endonezya, Avustralya, Malezya ve Orta

³² Nihai piyasada yarışan enerjilerin (petrol ve doğal gaz) ortalama fiyatından iletim ve dağıtım maliyet bedelleri çıkartılarak elde edilir.

Doğu'dan yaptığı ithalat ile *Japonya ve Güney Kore* olmak üzere bölgesel anlamda üç ana doğal gaz piyasası mevcuttur. Her bir bölgesel doğal gaz piyasası özel tedarik fiyatları, doğal gaz talep şablonları ve rekabetin biçimi ve koşulları ile karakterize edilmektedir.

Stern'e göre (2004) piyasaların tam serbestleşmesi ile beraber doğal gaz fiyatlarının petrole bağlı olmaktan kısmen çıkarılıp *spot* ve *vadeli işlemler* temelli olarak belirlenmesi birkaç yılda doğal gaz fiyatlarını çok aşağılara çekebilecektir. De Vany ve Walls (1994a)'a göre doğal gaz boru hatlarına erişimin serbestleşmesi ile birlikte gösterge niteliğindeki spot doğal gaz fiyatlarının ortak bir noktaya doğru yaklaştığı ve birbirleriyle yüksek derecede korelasyon içinde oldukları hesaplanmıştır.

Bir doğal gaz şebekesinde kaynakların optimal tahsisini karakterize eden normatif bir "benchmark" sunan Cremer, Gaspi ve Laffont (2003) ise optimal taşıma bedellerinin mesafeye bağlı olduğunu, ancak bazı durumlarda küçük değişikliklerle bunun geçerli olduğunu ve taşıma bedelinin gelişmiş piyasalardaki kapasite için ikincil piyasada doğal gazın taşınmasının "kapasite" ve "miktar" bedelinden oluştuğunu hesaplamışlardır. Ayrıca, onlara göre fiyatlandırmaya etki etmesi bakımından en önemli unsurlardan biri olan şebeke kapasitesinin planlanması ve bunun yapılmaması halinde ortaya çıkacak belirsizliğin fiyatlandırma üzerindeki olumsuz etkisi de ihmal edilmemelidir.

Kuzey Amerika'da oldukça gelişmiş olan *hub*³³ sistemi ile doğal gaz ticareti kıtada 40 ana merkezde sürmektedir; bunların en gelişmiş olan *Henry Hub*, 14 eyaletler arası boruhattının kesişiminde, üretim ve depolama alanlarının yakınında yer almaktadır. Henry Hub aynı zamanda *NYMEX* doğal gaz vadeli işlem sözleşmelerinde doğal gaz fiyatlandırmasında referans noktasıdır (OECD/IEA, 2006b: 85).

³³ Fiziki ve piyasası olan bir altyapıdır. Kabaca doğal gazın *spot* ve *futures* ticaret merkezi ya da enerji ticaret kavşağı denilebilir. Boruhatlarının kesiştiği yerlerde boru sisteminde veya depolama havuzundaki fiziki alandır. Her müşterinin pozisyonu günlük bazda bir piyasa operatörü tarafından gözden geçirilir; daha sonra teslimat için uygun bir boruhattına yönlendirilir. Doğal gaz değiş-tokuşunun yapıldığı bir kliring merkezi (clearing house) olur. Üreticiler veya diğer satıcılar kliring merkezine girebilmek için belli bir ücret öderler. Operatör teslimatı taahhüt eder. Bu, satıcıyı kredi riski problemlerinden kurtarır. Kliring merkezi teklifleri tutar, boruhatlarının bağlantısını yapar, ticareti taahhüt eder, cari fiyatları ve fiyat beklentilerini açıklar. Doğal gaz kullanıcıları veya diğer alıcılar da sisteme girebilmek için bir ücret öderler. Operatör satıcılara "ödeme"yi taahhüt eder, satıcıları kredi riski problemlerinden kurtarır. Günlük, 2-5 günlük, haftalık, aylık, üçer aylık, altışar aylık vb. zaman dilimleri üzerinden sözleşmeler yapılabilir. Kısa vadeden orta vadeye *hub*'larda oluşan fiyatlar, büyük yatırımlara temel teşkil eden daha uzun vadeli ekonomik analizlere katkı sağlar.

2.2.2. ABD ve İngiltere’de Fiyatlandırma Yapısı

Kuzey Amerika’da doğal gazdan doğal gaza rekabet gelişmiş, arz ve talep piyasa mekanizmaları ile eşleşmiş, doğal gaz piyasası likit ve şimdiye dek kendi kendine yeterli konumdadır. İngiltere, tamamen serbestleşmiş olarak, rekabetçi ve büyük oranda kendi kendine yeterli doğal gaz piyasası olarak yine benzer bir konumdadır (OECD/IEA, 2003). Ancak, böyle bir durumda dahi, doğal gaz fiyatlarıyla petrol ürünü fiyatları birbiriyle bağlantılıdır. Daha uzun vadede, kullanıcının yakıtları değiştirmek için teknik imkanlarına ek olarak petrol ikameleri ve bunların fiyatları doğal gaz fiyatlarını belirlemeye devam etmektedir. Amerikan fiyatlandırma yapısında herhangi bir genel sözleşmeyle ilgili bağlantı olmamasına rağmen, petrol fiyatları ile *Henry Hub*³⁴ doğal gaz fiyatları arasında sıkı bir piyasa ilişkisi sürmektedir.

İngiltere’de tavan fiyat regülasyonunun 1986’da uygulanmaya başlanmasından günümüze dek yurtiçi fiyatlar reel olarak düşmüştür. 1985’ten 2002’nin ikinci yarısı arasında sanayi için reel satış fiyatlarında %62, hanehalkına satış fiyatlarında ise %35 düşüş sağlanmıştır. Müşterilerin %37’si tedarikçisini değiştirmiş; tarifeler, hizmetler ve ödeme seçenekleri çok daha geniş bir yelpazeye kavuşmuştur. Doğal gaz değer zincirindeki tüm şirketler yine kârlı kalmışlardır. Arz güvenliği kaygıları büyük oranda giderilmiştir. İyi tasarlanmış çerçeve, yatırımları devlet finansmanına gerek kalmaksızın çekmiştir (Shaw 2004).

IEA (IEA, 1998: 18-40)’ya göre:

“ABD ve İngiltere doğal gaz piyasalarında serbestleşme, fiyat yapılarında değişiklikleri ve ortalama olarak gerçek vergi-öncesi fiyatlarda düşüşü, aynı zamanda teslim edilen doğal gaz miktarında da artışı sağlamıştır. Tüketiciye önerilen hizmetlerde nitelik ve nicelik olarak artış yaşanmıştır. Bu eğilimler göstermektedir ki doğal gazın üretilmesi, taşınması ve teslimi daha etkin olmakta ve bu etkinlik iyileştirmeleri doğrudan son tüketicilere yansımaktadır. Arjantin, Avustralya, Kanada, Yeni Zelanda, ABD ve İngiltere’de bütün olarak yoğun doğal gazdan doğal gaza rekabetin ve erişim serbestliğinin piyasada yerleştirilmesi doğal gaz arzındaki üreticiler, iletim ve dağıtım şirketleri tarafından paylaşılan tekel rantlarının bertaraf edilmesini ve bu maliyetten tasarrufların tüketicilere geçirilmesini sağlamıştır”.

2.2.3. Kıta Avrupası’nda Fiyatlandırma Yapısı

Avrupa’da doğal gaz ticareti çoğunlukla, *uzun vadeli al ya da öde sözleşmeleri* ile yapılmaktadır. Bu sözleşmelerde alıcı yılda belli bir hacimde doğal gaz alma konusunda

³⁴ Sabine Pipeline LLC tarafından Amerikan Enerji Enformasyon İdaresi’ne sunulan verilere göre *Henry Hub*’ta günlük olarak gerçekleştirilebilir maksimum doğal gaz teslimatı miktarı 1.825.000 feet³’tür. Halihazırda Ağustos 2003’ten beri günlük olarak ortalama 450.000 feet³ teslimat gerçekleştirilmektedir. <http://www.eia.doe.gov/> (12.04.2007; 15.00).

mutabıktır ya da buna alternatif olarak almak istemediği doğal gaz miktarının bedelini ödemektedir. Teslim edilen doğal gazın uzun vadeli sözleşme uyarınca mevcut fiyatı, doğal gaz fiyatını ilgili enerji ikamelerinin fiyatına bağlayan bir fiyat formülü ile tespit edilir. Böylelikle, doğal gaz fiyatları ile petrol ürün fiyatları arasındaki ilişki, doğal gaz tüketicilerine alternatif bir yakıta geçme konusunda özendirici bir durum yaratmayacak şekilde bir düzeyde ayarlanmaktadır.

Netback piyasa değeri olarak adlandırılan kavram ile doğal gaz üreticilerinin fiyatı, en ucuz alternatif yakıt için son kullanıcı fiyatlarından üretilmiştir. Bunun sonucu olarak, petrol fiyatlarındaki dalgalanmalar doğal gaz üreticilerine aktarılmaktadır. Bu uzun vadeli sözleşmeler, petrol fiyatını düzenlemek amacıyla her üç, altı ve/veya dokuz ay arasında yeniden fiyat revizyonu olasılığını içermektedir.

Villar ve Joutz (2006) petrol ile doğal gaz fiyatlarının birbirleri ile karşılıklı bütünleşmiş bir eğilim halinde olduğunu bulmuştur. Onlara göre “petrol fiyatlarındaki geçmişteki değişimler doğal gaz fiyatlarını belirlemekte³⁵, ancak tersi pek olası görünmemektedir. Bu asimetrik ilişkinin temel nedeni de doğal gaz piyasalarının küreselleşmesinin henüz gerçekleştirilememesi ve “yüksek oranda halen bölgesel seviyede olması; buna karşın ise petrol fiyatlarının dünya piyasasında belirlenmesidir” (Villar ve Joutz, 2006: 2). Asche, Osmundsen ve Sandsmarks da (2006) 1995’teki doğal gaz deregülasyonundan sonra İngiltere piyasasında ham petrol ile doğal gaz fiyatları arasında eşbütünleşme bulmuştur.

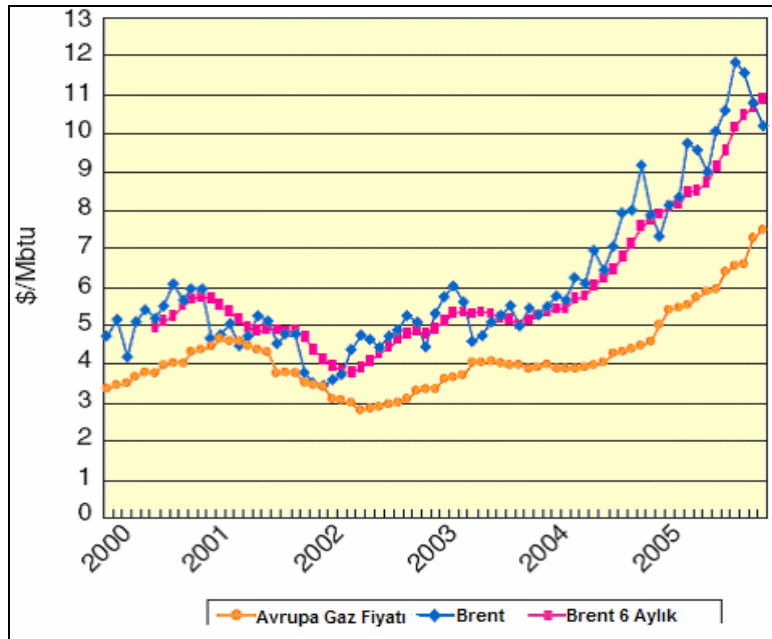
Brown ve Yücel (2007) çalışmalarında petrol ile doğal gaz fiyatları arasında –diğer iklim, kapasite vb. etkenlere ek olarak- iki basit kuraldan bahsetmekte, bunların ilkinin 10:1 oranında yani sözgelimi WTI tipi ham petrolün varil fiyatının 20\$/varil olduğunda doğal gazın Henry Hub’daki fiyatının 2\$/MMBtu olduğunu, diğer kuralın ise bir varil petrolün enerji içeriğinden hareketle (bir varil WTI tipi ham petrol 5,825 MMBtu içermektedir) bu oranın 6:1 olduğunu yani sözgelimi WTI tipi ham petrolün varil fiyatının 20\$/varil olduğunda doğal gazın Henry Hub’daki fiyatının 3,33\$/MMBtu olduğunu ifade etmektedir. Bu açıdan bakıldığında 10:1 kuralı doğal gaz fiyatlarını olduğundan düşük, 6:1 oranı da yüksek tahmin etmektedir. İlaveten Brown ve Yücel (2007)’e göre doğal gaz ve petrol fiyatları yükselirken 10:1 kuralından 6:1 kuralına doğru, düşerken de tam tersi bir eğilim olmaktadır.

³⁵ Bkz. Grafik 27. EK (2). Henry Hub ile West Texas Intermediate (WTI) Arasındaki İlişki.

1994-2006 döneminde petrol ve doğal gaz fiyatlarını modellerine katan Brown ve Yücel (2007) petrol ve doğal gaz fiyatları arasında, ham petrolün varil fiyatında 1\$'lık değişimin uzun dönemde doğal gazın fiyatında 0,14\$'lık bir değişimle karşılandığını ima eden, eşbütünleşme bulmuştur. Onlara göre (Brown ve Yücel, 2007: 11) “mevcut nedensellik de petrolden doğal gaz fiyatlarına doğrudur” ve doğal gaz fiyatlarının uzun dönemde ham petrol fiyatlarıyla ilişkisi baskınken “kısa dönemde ise iklim, mevsimsellik, depolama ve arz kesintileri gibi dışsal etmenler doğal gaz fiyat dinamiklerinde daha baskındır”. Petrol ürünleri ve doğal gaz arasındaki bu daha önce anılan netback konsepti çerçevesinde ikame ve rekabet ilişkisi çok yoğun olduğundan bu güçlü ilişkinin devam etmesi beklenmektedir. Huntington (2007) ve Rosthal, Hartley ve Medlock (2006) sınai doğal gaz tüketiminin doğal gaz ve petrol ürünlerinin görece fiyatlarına duyarlı olduğu ve öyle de kalacağının beklenmesi gerektiği yönünde ampirik kanıtlar ileri sürmektedir.

Ham petrolün altı aydan daha fazlası için ortalama fiyatı ile uzun dönemli doğal gaz sözleşmelerinin aylık fiyatları arasında iyi bir korelasyonu gösteren Grafik (12) bu iki enerji arasındaki yakın ilişkiyi gözler önüne sermektedir. Ham petrol fiyatı 20\$/varil (3,7\$/MMBtu) iken Avrupa'daki doğal gaz fiyatı yaklaşık 3 \$/MMBtu (8,6€/MWh); ham petrol fiyatı 60\$/varil (11\$/MMBtu) olduğunda, doğal gazın maliyeti yaklaşık 7\$/ MMBtu (20€/MWh) olmuştur.

Grafik 12. Brent Petrol Fiyatı ile Uzun Dönemli Doğal Gaz Fiyatı Arasındaki İlişki



Not: Uzun-dönemli doğal gaz fiyatları gösterge niteliğinde olup Avrupa ortalamalarını yansıtmaktadır. 1€ = 1.2 \$.

Kaynak: CERA, 2006.

İngiliz doğal gaz ticaret şirketi *Centrica* ile Norveç ve Alman doğal gaz üreticileri arasında imzalanmış olan sözleşmeler İngiltere spot piyasa fiyatlarına endekslenmektedir. Kıta içinde de, sözleşmelerin bir çoğu, en azından bir kısmı Avrupa kıtasındaki *Zeebrugge* ve *Bunde* gibi hublardaki doğal gaz fiyatlarına endekslenmiştir. *Üçüncü tarafların şebekeye erişimi* ilk doğal gaz ticaret merkezi olan Belçika'daki *Zeebrugge*'un gelişmesini harekete geçirmiş ve ardından ikinci *hub* olarak Almanya'da *Bunde*'ta ortaya çıkmıştır. Diğer taraftan, petrol fiyatı endekslenmesinin Avrupa piyasasına güvenli tedarik sağlanması amacıyla uzaktaki doğal gaz kaynaklarının geliştirilmesini kolaylaştırdığı öne sürülmektedir. *Hublar* hala Avrupa kıtasında emekleme dönemini yaşamaktadır ve şimdiye kadar hublarda yapılan işlemler sınırlı kalmıştır.

Avrupa'daki doğal gaz ile ilgili piyasa entegrasyonuna³⁶ yönelik ampirik çalışmalar “Almanya, Fransa ve Belçika ulusal doğal gaz piyasalarının yüksek derecede entegre olduğunu” (L’Hegaret, Siliverstovs ve von Hirschhausen, 2004: 7) göstermiştir. Asche, Osmundsen ve Tveteras (2002), 2002’de Almanya pazarının Norveç, Almanya ve Rusya doğal gazı aylık ihracat fiyatlarının zaman serilerinin 1990 Ocak ayı ile 1997 Aralık ayı arasında Almanya araştırması ile bütünleşip bütünleşmediğini incelemişlerdir. Johansen’un çok değişkenli prosedür sonuçları, üç tedarikçiden verilen doğal gazın, zaman boyunca fiyatlar ile orantılı olarak ancak farklı fiyat seviyelerinde hareket ettiğinden, aynı piyasalar içinde yakından rekabet halinde olduğunu göstermektedir.

Asche, Osmundsen ve Tveteras (2000) Fransa, Almanya ve Belçika’da benzer şekilde piyasa entegrasyonunu araştırmışlardır. Eş bütünleşme testleri, Fransa’ya verilen doğal gazda, temelde çok farklı fiyatlar olmaksızın, doğal gaz ile ilgili sınır fiyatlarının zaman boyunca fiyatlar ile orantılı olarak hareket halinde olduğunu göstermektedir. Bunun ötesinde “Almanya, Fransa ve Belçika’daki milli pazarlar oldukça yüksek oranda entegre” olarak bulunmuştur.

Avrupa’ya doğal gaz tedarikini, Avrupa’ya yapılan doğal gaz ihracatı (upstream piyasası) ve Avrupa içindeki toptan satışı (downstream piyasası) olarak iki kademeye ayıran ve her iki piyasadaki Cournot³⁷ rekabetini, her iki piyasadaki tam rekabeti ve upstream piyasasında

³⁶ Piyasa entegrasyonu kavramı ile kimi zaman tedarikçiler ve tüketiciler arasındaki karşılıklı bağımlılığın önemini ortaya koyacak derecede ticaret hacminde meydana gelen artış, anlaşıldığı gibi kimi zaman da tedarikçilerin ve tüketicilerin piyasaya giriş maliyetlerini düşürmek için piyasa mekanizmalarının koordinasyonu ya da konsolidasyonu anlaşılabilir. Ayrıca piyasa entegrasyonu kavramı genellikle, düzenlemeye yönelik politika ve uygulamaların uyumlaştırılmasını da içerebilmektedir.

³⁷ Cournot modelinde “homojen bir ürün üreten rakip firmaların her biri ne kadar üreteceklerine karar vererek kârlarını maksimize etmeye çalışırlar. Tüm firmalar çıktı seviyesini eşzamanlı olarak seçerler. Temel varsayım her

Cournot rekabeti ile downstream piyasasında tam rekabet olmak üzere üç olası piyasa senaryosunu karşılaştıran Holz, von Hirschhausen ve Kemfert (forthcoming)'in geliştirdiği modele göre ise,

“Cournot rekabet senaryosu, referans verilere yakın toplam ihracat ve tüketim miktarları ile Avrupa doğal gaz piyasasının en gerçekçi takdimidir. Varılan sonuç tedarik ilişkilerinde, gerçek dünyada uzun vadeli sözleşmeler, varış yeri klozları gibi diğer faktörlerin rol oynadığını göstermektedir. Cournot rekabet senaryosu sonuçları, bir piyasaya sınırlı bir girişin daha sonra, daha fazla piyasa gücü sarf edebilecek olan oyuncu sayısını azaltması nedeniyle önemli ölçüde altyapı kapasiteleri tarafından etkilenmektedir. Bu senaryoda her hangi bir şaşkınlık yaşamaksızın ve bunun sonucu olarak, iki misli uca kaymanın refah azaltıcı etkisini teyit eden en yüksek fiyatlar, en düşük miktarlar ve en düşük refah bulunmuştur”.

Gerçek dünya verileri ile karşılaştırma, Avrupa doğal gaz piyasasının mevcut durumunun en iyi şekilde Cournot rekabet senaryosu ile temsil edildiğini göstermektedir. Kimi ülkelerle ilgili sapmalar, daha uygun olabilecek, küçük ihracatçılar ya da tüccarlar için rekabetçi bir ortamda olan ya da pazara sınırlı giriş nedeniyle rekabetçi piyasa olarak, ya da başarılı piyasa dışı ticaret serbestliği nedeniyle İngiltere durumunda olduğu gibi rekabetçi bir davranış biçimi ile kendi piyasalarını modellemelerini önermektedir. Ancak Avrupa downstream piyasasında tam rekabete zorlamanın olumlu yönde refah etkileri olabileceği de gözlenmiştir.

2.2.4. Sıvılaştırılmış Doğal Gaz Fiyatlandırma Yapısı

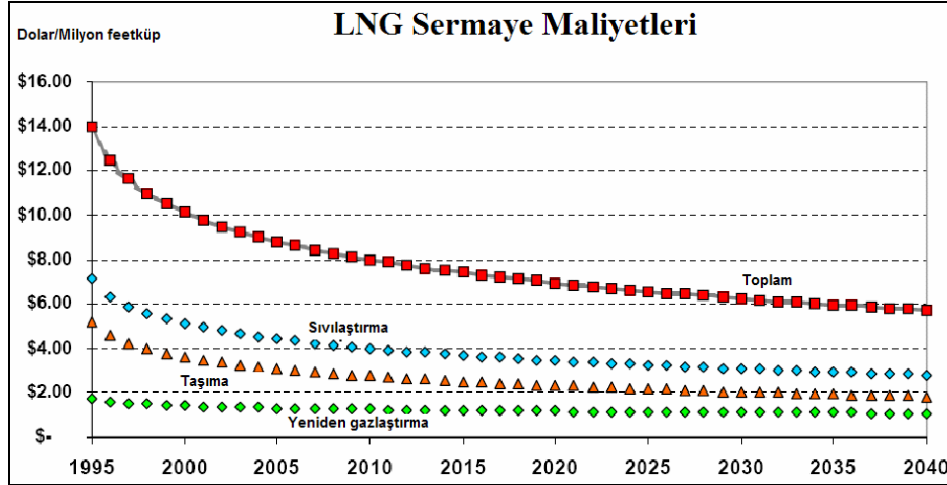
Boru hatları tabiatı itibariyle doğal gaz ticareti üzerine mesafe gibi belli kısıtlar koymaktadır. Daha uzun boruhatlarının ve interkoneksiyonların inşası bölgesel doğal gaz piyasalarının kapsamını genişlettiyse de gerçek bir küresel doğal gaz işinin ortaya çıkmasına uzak boru hattı bölgeleri arasındaki arbitrajı teşvik ederek esnek bir iş modeli sunan ve çok uzak mesafeler arasındaki iktisadi doğal gaz ticaretinin ilerlemesini sağlayan LNG teknolojisinin büyük katkısı olmuştur (Victor, Jaffe ve Hayes, 2006).

Oldukça yüksek maliyetleri nedeniyle yavaş biçimde artan “LNG ticareti, Cezayir’in 1964’te Fransa ve İngiltere’ye ihraç amaçlı ilk tesisleri ile başlamış, bunu 1972’de ABD, Brunei ve Libya izlemiş; ardından Abu Dhabi ve Endonezya 1977’de Japonya’ya LNG ihracatına başlamıştır. Malezya (1983), Avustralya (1989), Katar (1996), Nijerya ve Trinidad&Tobago (1999) ve Umman (2000) piyasaya yeni girenler olarak adlandırılmıştır” (Victor, Jaffe ve Hayes, 2006). Geçtiğimiz on yılda LNG *değer zinciri* boyunca (sıvılaştırma, taşıma ve yeniden

firmanın üreteceği miktarı kararlaştırırken rakip firmaların üretim seviyelerini veri olarak kabul ettiğidir. Sonuçta Cournot (Nash) dengesi ortaya çıkar” (OECD, 1993).

gazlaştırma) maliyetlerde belirgin bir düşüş yaşanmış olup Orta Doğu, Sahra altı Afrikası ve Karayipler’den ticari doğal gaz arzlarının önu iyice açılmış durumdadır (Stern, 2004).

Grafik 13. LNG’deki Teknoloji Değişimi ve Sermaye Maliyetleri



Kaynak: World Energy Investment Outlook 2003.

Son yıllarda sağlanan teknolojik gelişme sonucu arama ve üretim maliyetleri 0,5-1\$/MMBtu, sıvılaştırma maliyetleri 0,8–1,2\$/MMBtu, taşıma maliyetleri 0,4–1\$/MMBtu ve yeniden gazlaştırma ve depolama maliyetleri de 0,3–0,5\$/MMBtu mertebelerine kadar düşmüştür.

Jensen (2003)’e göre LNG piyasaları şimdilerde önemli “devrim” yaşamaktadır. LNG ticareti geçen on yıl içinde ikiye katlanmış olup LNG talebinin 2010 yılı itibariyle yaklaşık 220-270 milyar m³/yıl olarak iki misline çıkacağı yönünde endüstride geniş kapsamlı bir mutabakat bulunmaktadır (OECD/IEA 2005b; Deutsche Bank Research, 2003a). Asya piyasasındaki doğal gazın %97’si LNG kaynaklı olup Japonya tek başına Dünya üretiminin %50’den fazlasını ithal etmektedir (Cayrade, 2003). Avrupa ülkelerinde olduğu gibi Asya-Pasifik LNG fiyatları da tipik bir şekilde ham petrol fiyatlarına da endekslidir. Halihazırda üç LNG piyasası bulunmaktadır: Japonya’nın yüksek talebinin hâkim durumda olduğu Asya piyasası, Kuzey Amerika piyasası ve Avrupa piyasası. 2001 yılında, dünya LNG talebinin %71’i Asya–Pasifik bölgesinde ve % 29’u da tek başına Atlantik havzasında yoğunlaşmıştır (Cornot-Gandolphe, 2003).

Asya Pasifik, Avrupa ve ABD’nin üç büyük piyasa bölgesinde farklı LNG fiyatlandırma sistemleri mevcuttur. Asya Pasifik’te LNG fiyatları ham petrol fiyatlarına endekslenmişken Avrupa’da ise LNG, boru hattı doğal gaz fiyatları ile rekabet halindedir ve her ne kadar ayrıca kömür, elektrik ya da enflasyon endekslemesi gibi ögeler varsa da, tipik olarak ham petrol ya da

petrol ürünleri (benzin ve fuel-oil) fiyatlarına endekslenmiş olan benzer formülü uyarlamaktadır. ABD’de LNG fiyatları, arz ve talebe bağlı *gazdan gaza* rekabet ile belirlenmektedir. LNG teslim fiyatları, tipik olarak, LNG teslim noktası ile Henry Hub arasındaki bazı yansıtan “artı” ya da “eksi” bir bölgesel farklılık ile Henry Hub’ı esas almaktadır. Kısa vadeli ticaret söz konusu olduğunda, LNG spot piyasası ticari patlama yaşamıştır.

OECD/IEA (2006a)’ya göre küresel enerji ticareti 2000-2005 yılları arasında üçte bir oranında artmıştır. 2006 yılı pik kış talep periyodunda petrole bağlı Avrupa ve Asya fiyatları ile Henry Hub fiyatlarının yükselmesi gibi nedenlerle 20\$/MMBtu’yu bulan LNG fiyatları sözleşmeye göre değişebilmektedir. Söz gelimi, BP’nin arz sözleşmesinin bir fonksiyonu olarak ABD’liler Ekim 2005’te Mısır doğal gazına 13\$/MMBtu’nun üzerinde ödeme yaparken Güney Koreli alıcılar 3.30\$/MMBtu ödemiştir.

2.2.5. Son Kullanıcılara Doğal Gaz Satış Fiyatlarının Gelişimi

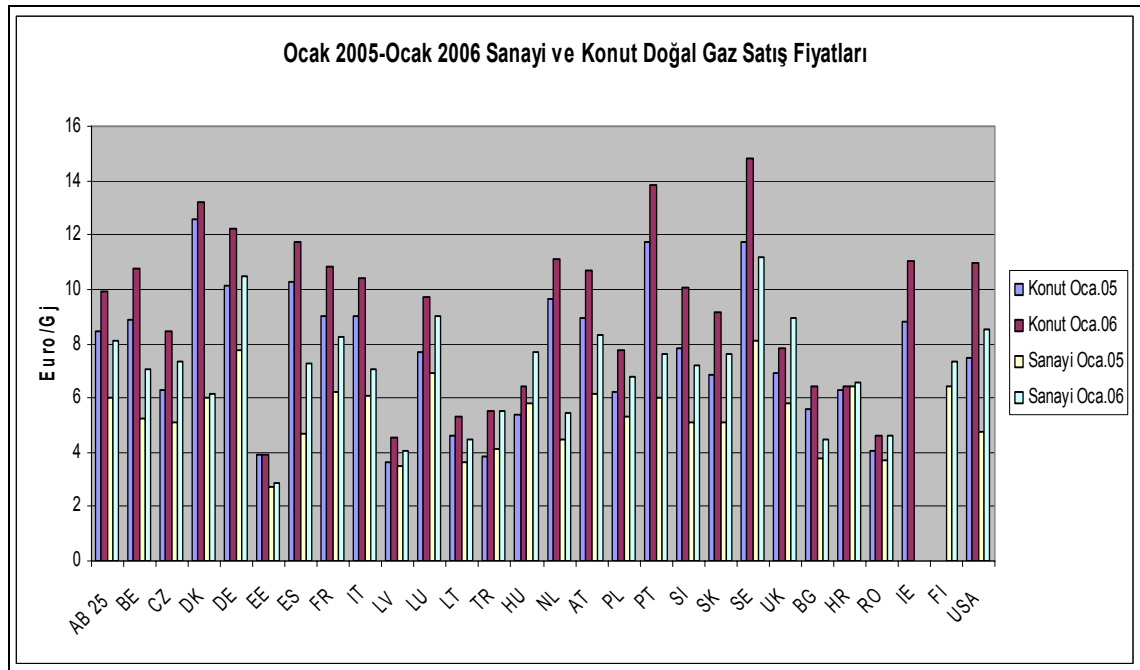
Çoğunlukla fiyatlandırma uygulamalarındaki ve bölgesel piyasalardaki farklılıklar nedeniyle *son kullanıcılara* doğal gaz satış fiyatları ülkeler arasında farklı mertebelerde artmıştır³⁸. 25 üyeli Avrupa Birliği’nde ulusal tüketimle ağırlıklandırılan doğal gazın son kullanıcılara ağırlıklı ortalama satış fiyatı 2005 ve 2006 yılları Ocak ayı döneminde Avro cinsinden konut tüketicileri için %16 ve endüstriyel tüketiciler için %33 oranında artmıştır. Konutlar için en yüksek fiyat artışı Slovakya (%30), Çek Cumhuriyeti ile Lüksemburg’da (%27) yaşanmıştır. Türkiye’de de aynı dönemde YTL bazında doğal gazın konut tüketicileri için satış fiyatları %16,28; endüstriyel tüketiciler için satış fiyatları %25,63 oranında artmıştır (Eurostat, 2006).

Avro bazında konut satış fiyatlarının 1 Ocak 2006 itibariyle en yüksek olduğu ülke Danimarka (29,82 €/Gj) olup bunu İsveç (25,95€/Gj), Hollanda (16,92€/Gj) ve İtalya (16,50€/Gj) takip etmektedir. Türkiye’de ise bu fiyat 5,54€/Gj (0,335699YTL/m³) olarak gerçekleşmiştir. Doğal gaz fiyatlarındaki vergilendirme oranı ise AB üye devletleri arasında önemli farklılıklar göstermektedir. Bu oran Portekiz’de %5 iken, İngiltere ve Lüksemburg’da %40’tan daha fazla,

³⁸ CERA (2005)’ya göre “Avrupa’da doğal gaz fiyatları yeni rekorlar kırmaktadır. Hem petrole bağlantılı hem de spot doğal gaz fiyatları en yüksek seviyede seyretmektedir. Avrupa kıtasının tümündeki doğal gaz fiyatlarının artış trendinin devam edeceği öngörülmektedir. “2007 doğal gaz yılı”nda bir gösterge olarak İngiltere spot doğal gaz fiyatlarının, petrole bağlantılı doğal gaz fiyatlarının ortalamasının tümünden yüksek kalması beklenmektedir. Bu yukarı yönlü baskının arkasında 77 \$/varil seviyesini gören daha sonra talep daralması ve kısmi stok artışı nedeniyle inişe geçen petrol fiyatları, depolama, boru hattı kapasite kullanım oranı ve LNG gibi bir çok saik bulunmaktadır. Yüksek doğal gaz fiyatları doğal gaz talebi gelişimine de sekte vurmaktadır. İngiltere’de ve Almanya’da kömürün, doğal gazın yerini alması beklenmektedir”.

Danimarka’da %56 ve İsveç’te %43’tür. Endüstriyel tüketiciler için aynı dönemde en yüksek fiyat artışları İspanya’da (%55), İngiltere’de (%48) ve Slovakya’da (%46) yaşanmıştır. Türkiye’de ise bu artış oranı %25’te kalmıştır. Sanayiye satış fiyatlarının en yüksek olduğu ülkeler İsveç (12,26€/Gj), Almanya (11,58€/Gj) ve Avusturya (10,81€/Gj)’dir. Türkiye’de ise bu fiyat yine 5,54€/Gj (0,335699YTL/m³) olmuştur. AB genelinde 21 üyede fiyat artışları yaşanmıştır. Yine, benzer artışlar diğer tüketici grupları için de yaşanmıştır³⁹ (Eurostat, 2006, 2005a, 2005b).

Grafik 14. Sanayi ve Konut için Doğal Gaz Satış Fiyatları Karşılaştırması



Kaynak: Eurostat, EIA ve BOTAŞ⁴⁰

Uluslararası petrol fiyatlarının güçlü etkisi altında kalan doğal gaz fiyatları nedeniyle⁴¹, sık sık ithalatçılar ile doğal gaz üreticisi ülkeler arasında sözleşmelerde revizyonlar yapılmaktadır. Avrupa’da konut ve sanayi için doğal gaz satış fiyatları -sanayi için daha belirgin olmakla birlikte- Brent tipi ham petrolün (spot *Kuzey Denizi Brent* petrolünün fiyatıyla aynıdır) fiyatıyla doğru orantılı olarak artmıştır. Doğal gaz fiyatlarının rekabet edebilirlik ve regülasyonun etkinliği konularında potansiyel etkilerinin çok yüksek olacağı beklenmektedir. Çünkü farklı ülkeler ya da bölgeler arasındaki doğal gaz fiyatlarındaki farklılıklar sıfırdan 300 €/binm³e

³⁹ Fiyatlara cif dahildir. Paasche yöntemiyle hazırlanan Uluslararası Enerji Ajansı verilerine göre 2001-2005 yılları arasında OECD ülkeleri ve Türkiye’de reel konut ve sanayi doğal gaz satış fiyatları için bkz. “Grafik 28. EK (3) Nihai Tüketici İçin Reel Doğal Gaz Satış Fiyatlarının Değişimi”

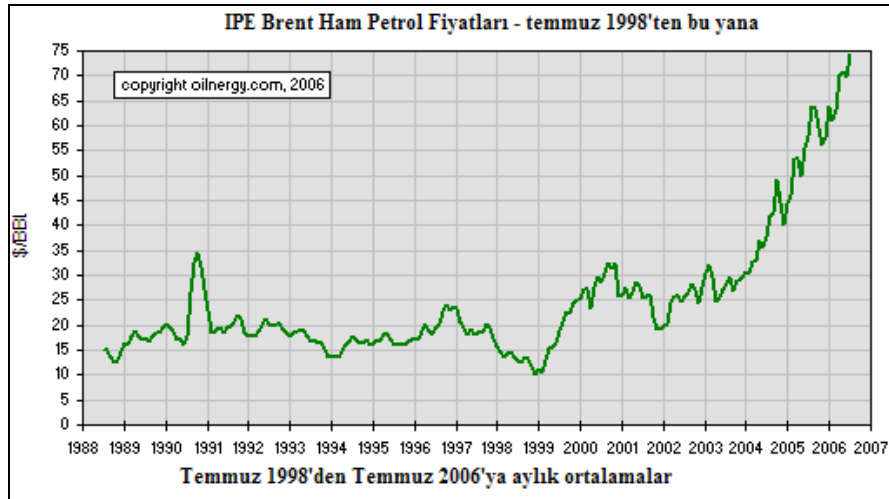
⁴⁰ ABD ve Türkiye verilerini dönüştürürken 1m³ = 35,315 feet³; diğer veriler için ise 1 Gj = 26,2167219 m³’tür. Döviz kurları için ilgili yıllardaki 1 Ocak tarihli TCMB Efektif alış kurları esas alınmıştır.

⁴¹ Yüksek doğal gaz fiyatları ile petrol fiyatları ve rafinaj kapasitesi arasındaki ilişki literatürde son zamanlarda çokça tartışılır olmuştur (bkz. Walling 2005).

kadar büyük farklılıklar göstermekte, yani “dünya piyasa fiyatı” bulunmamakta; doğal gaz birçok enerji yoğun endüstride yakıt olarak kullanılmakta; ve doğal gaz fiyatlarının elektrik fiyatları üzerinde doğrudan etkisi bulunmaktadır.

Grafik (15)’ten görüleceği gibi Ocak 2003’te 23€/varil (30\$) olan fiyatlar Ocak 2006 için 52€/varil mertebesine yükselmiştir. Danimarka ve Hollanda gibi kendi kendine yeten ülkeler hariç diğer AB üye devletlerinin hepsi (ihtiyacının %7’sini ithalat yoluyla sağlayan İngiltere de dahil edilirse) ithal doğal gaza şiddetle bağımlıdır. Boru hattı ile yapılan doğal gaz ithalatı fiyatları (cif) 2002 yılındaki AB için 3,46\$/MMBtu ve NBP için 2,37\$/MMBtu değerlerinden 2006 yılında AB için 8,77\$/MMBtu ve NBP için 7,87\$/MMBtu değerine çıkmıştır. LNG halindeki doğal gaz ithalat fiyatları ise 2003’te 3,62\$/MMBtu’dan 2006 yılında 7,14\$/MMBtu değerine çıkmıştır⁴².

Grafik 15. Petrol Fiyatlarının Tarihi Seyri



Kaynak: OILNERGY

IEA ülkelerinin yaptığı ham petrol ithalatı, fiyatların 2003’ün ilk yarısından günümüze dek⁴³ sürekli artması sonucu bir yıl öncesine kıyasla ortalama maliyetleri %47 oranında arttırmıştır. Bütün büyük ülkelerde ithalat faturası %45’in üzerinde, özellikle Almanya’da %49,9 oranında kabarmıştır. 2003’ün ikinci yarısında Avrupa için ortalama birim ham petrol maliyeti 25,52\$/varil iken Eylül 2005 itibarıyla bu değer 60,19\$/varil’e çıkmıştır. OECD ülkelerinin yaptığı ham petrol ithalatı da 2002’deki 4,17\$/MMBtu’dan 2006’da 10,66 \$/MMBtu’ya çıkmıştır (OECD/IEA, 2005: 20).

⁴² Kaynak: Heren Energy Ltd. ve OECD/IEA (2005c) tarafından ortalama dönüşüm faktörleri kullanılarak ABD dolarına dönüştürülen “Eurostat Intra and Extra EU-Trade Statistics For Import Quantities and Values” verileri. Bkz. “Çizelge 7. EK (1). Avrupa’ya Yapılan Doğal Gaz İthalat Fiyatları”

⁴³ 11.07.2007 itibarıyla.

IMF (2007) hesaplamasına göre Nisan 2007 itibariyle petrol fiyatları 2002 seviyesinin 2,5 kat üstündedir. Uluslararası petrol fiyatlarındaki 2002-2005 yılları arasındaki artış geliştirmekte olan Asya'da⁴⁴ net petrol ve doğal gaz ithalat maliyetini bir bütün olarak 49 milyar \$ -ki GSYİH'sının %1,5'una karşılık gelmektedir- arttırmıştır (OECD/IEA, 2006a: 300).

Ham petrol fiyatlarının 43 \$/varil seviyesinden 75-80 \$/varil seviyelerine çıkmasının makroiktisadi etkilerini analiz eden IMF (2005) hesaplamasına göre bu artış nedeniyle G8 ülkelerinde ilk yıldan itibaren reel GSYİH %0,6-1,0 arasında düşmekte ve TÜFE de %1,0 oranında artmaktadır. Reel GSYİH kaybı geliştirmekte olan ülkelerde %0,8-1,3, ağır borçlu yoksul ülkelerde ise %1,7-2,7 oranında olmaktadır. 2002'den 2005'e dek petrol fiyatlarının artmayıp sabit kalsaydı reel GSYİH üzerinde ne gibi makroiktisadi etkiler olabileceğini hesaplayan çizelge (2)'deki OECD/IEA (2006a: 305-306) analizi bu durumu açıklamaktadır.

Çizelge 2. 2002'den Bu Yana Yüksek Petrol Fiyatlarının Reel GSYİH Üzerindeki Hesaplanan Etkisi

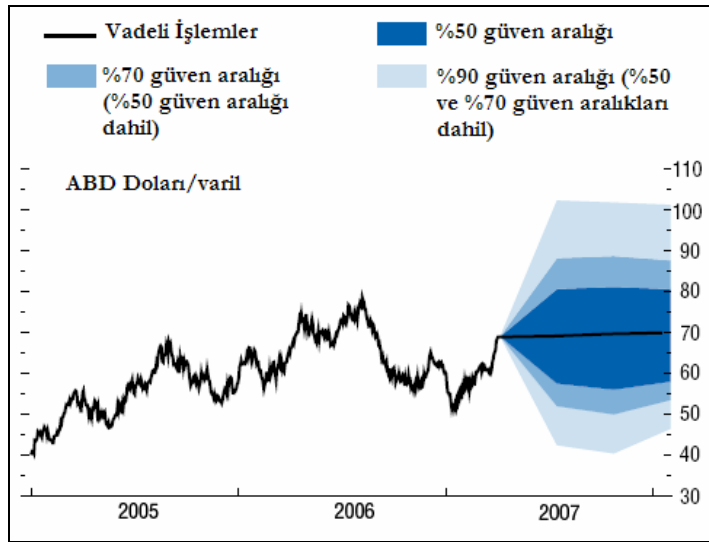
	2002	2003	2004	2005	2002-2005*
<u>Gerçekleşen GSYİH artışı (%)</u>					
OECD ülkeleri	1,6	2,0	3,3	2,8	2,7
Petrol ithalatçısı geliştirmekte olan Asya	7,3	8,7	9,1	9,2	9,0
Ağır borçlu yoksul ülkeler	3,6	4,2	6,4	5,8	5,5
DÜNYA	3,1	4,1	5,3	4,9	4,8
<u>Simüle edilen GSYİH artışı (%)</u>					
OECD ülkeleri	1,6	2,1	3,5	3,2	3,0
Petrol ithalatçısı geliştirmekte olan Asya	7,3	9,0	9,6	11,0	9,6
Ağır borçlu yoksul ülkeler	3,6	4,7	7,4	7,5	6,5
DÜNYA	3,1	4,3	5,6	5,5	5,1
<u>Fark (%)</u>					
OECD ülkeleri	0,0	0,1	0,2	0,4	0,3
Petrol ithalatçısı geliştirmekte olan Asya	0,0	0,3	0,5	0,9	0,6
Ağır borçlu yoksul ülkeler	0,0	0,5	1,0	1,7	1,0
DÜNYA	0,0	0,2	0,3	0,6	0,3

Kaynak: OECD/IEA, 2006a.

⁴⁴Afganistan, Bangladeş, Bhutan, Brunei, Çin, Chinese Taipei, Endonezya, Filipinler, Fiji, Fransız Polinezyası, Hindistan, Kamboçya, Kiribati, Kore Demokratik Halk Cum., Laos, Macau, Maldivler, Malezya, Moğolistan, Myanmar, Nepal, Pakistan, Papua Yeni Gine, Samoa, Singapur, Solomon Adaları, Sri Lanka, Tayland, Tonga, Yeni Kaledonya, Vietnam ve Vanuatu.

2006'nın ilk çeyreğinde OECD petrol talebi düşerken, ABD petrol tüketimi ilk beş ayda sert biçimde tırmanmıştır. Platts'dan elde edilen günlük verilere göre 2005 yılında ortalama 54,52 \$/varil olan Brent tipi ham petrol, 2006'da 65,14 \$/varil olarak gerçekleşmiştir. 2007 için fiyatların –OPEC'in günlük üretiminin 30-35 milyonvaril olarak kalması halinde- 60 ile 70 \$/varil düzeyinde olması beklenmektedir. OPEC dışı petrol üretiminin 2007'den 2010'a kadar artması, 2010'daki pik noktasının ardından azalmaya başlaması öngörülmektedir. Petrol piyasası üretim ve rafinajdaki yedek kapasitenin sıkışması –halihazırda küresel petrol talebinin %3'ü civarındadır- ve jeopolitik belirsizlikler nedeniyle sıkışmış durumdadır. OPEC'in yedek kapasitesinin küresel petrol talebinin %5'inin üzerine çıkması halinde (OPEC'in planlarına göre 2008'de %8'i geçmelidir) petrol fiyatlarında düşme beklenmelidir⁴⁵.

Grafik 16. Brent Tipi Ham Petrolün Beklenen Fiyatları



*2 Nisan 2007 itibariyle, vadeli işlemler opsiyon piyasalarından.

Kaynak: Bloomberg Financial Markets, LP; Uluslararası Enerji Ajansı ve IMF kaynaklı; IMF, 2007.

⁴⁵ Oxford Institute for Energy Studies'den elde edilen verilerden hesaplanmıştır. Bununla beraber OPEC, 2006'nın üçüncü çeyreğinin başında üretimi günlük 1,7 milyon varil miktarında azaltmayı kararlaştırmıştır. Brent petrolünün 2007 yılı ikinci çeyreği ile 2008 yılı ikinci çeyreği arasında 70\$/varil civarında istikrar kazanması beklenmekteyse de OPEC'in üretim artışına gitmemesi halinde en büyük aracı kurumlardan olan *Goldman Sachs*, Brent ham petrolünün fiyatının 2007 sonbahar-kış döneminde 95\$/varil'e yükseleceğini öngörmektedir. Petrol fiyatları 2007 ilk çeyrek ve ikinci çeyrek arasında, geçtiğimiz onyılda içindeki çeyrekte meydana gelen en büyük artış olan 10 \$/varil tutarında artmıştır. OPEC kapasite kısıtını gevşetmediği sürece 2007 yaz mevsimi boyunca petrol fiyatları yükselmeye devam edecektir. Halihazırda OPEC'in referans sepet fiyatı 6 ay öncesine kıyasla %50 daha yüksektir. OPEC sepet fiyatının 2007'de 63\$/varil olması beklenmektedir. OPEC sepet fiyatının 60\$/varil'de tutunması halinde (yüksek fiyatlar altında) 2000 yılında 76,3 mv/gün olan küresel petrol talebinin 2010'da yıllık %1,2 artışla 87 mv/gün ve 2020'de yıllık %0,7 artışla 93 mv/gün olması beklenmektedir. OPEC, piyasanın dengeli olduğunu savunurken IEA, 2008 yılı için %2,5'luk bir küresel talep artışı ile 88,2 milyonvaril/gün'lük talebi karşılayabilecek daha fazla petrol için çağrıda bulunmaktadır. Değeri düşen ABD doları da OPEC'in petrol kârlarını aşındırmaktadır. Kartelin satın alma gücü üçte bir oranında düşmüş ve böylece OPEC için bir varil petrolün değeri 43\$'a gerilemiştir.

IMF (2007: 42) ve IEA'nın hesaplamalarına göre “vadeli işlemler opsiyon piyasaları”⁴⁶, petrol fiyatlarının ortalama olarak 2007’de 65\$/varil, 2008’de ise 68\$/varil olacağını göstermektedir. Opsiyon piyasaları Brent ham petrolünün fiyatının 2007 sonu itibarıyla 88\$/varil’i geçmesine 1/6 ihtimal vermektedir”.

Petrol ve diğer ticareti yapılan enerji kaynaklarındaki herhangi bir fiyat artışı ticaret yoluyla ithalatçı ülkelerden ihracatçı ülkelere yapılan bir gelir transferi niteliği taşımaktadır. Uzun dönemde ise bu kalıcı yüksek fiyatlar son kullanıcıların enerji tüketimini düşürmesine, petrolden diğer yakıt türlerine geçişe ve yurtiçi üretim artışına neden olmaktadır. Bu fiyat düzeyleri net petrol ihracatçısı ülkeler için daha yüksek ihracat kazançları ile⁴⁷ doğrudan gerçek milli gelirde artışa neden olmakta ise de bu kazancın bir kısmı ithalatçı ülkelerin GSYİH’larındaki düşme ve döviz kurundaki artışla petrol dışı ihracattaki olası düşme –ki iktisat yazınında *Dutch disease*⁴⁸ olarak bilinmektedir- nedenleriyle ihracatlarına gelen daha düşük talep yoluyla oluşan zararlardan mahsup edilerek dengelenmektedir.

Petrol fiyatındaki bir artış ithalatçı ülkelerin ihracat kazançlarının satın alma gücünde bir düşmeyi tetiklemektedir. Petrol ithalatının maliyeti artarken ithalatçı ülke aynı değerde mal ve hizmeti ithal etmeye devam ettiğinde ödemeler dengesi bozulmakta, bu da döviz kurlarına aşağı yönde baskı yapmaktadır. Nihayetinde ithalat daha pahalı hale gelirken bu da reel milli geliri ve yurtiçi tüketimi düşürmektedir. Yüksek petrol fiyatları girdi maliyetlerini arttırarak, petrol dışı talebi kısarak ve yatırımları azaltarak enflasyonu itici etki yapmaktadır.

IMF (2006a)’ye göre dünya ekonomisi 2004’te, 1970’lerden beri en hızlı oran olan %5,3 oranında büyümüş ve 2005’te %4,9’luk büyüme oranıyla canlılığını sürdürmüştür. Küresel büyümenin 2006’da %5,1 ve 2007’de de %4,9 olacağı öngörülmektedir. Hemen bütün bölgeler 2003 ve 2004 yıllarında hızlı büyürken 2005’te çoğu ülkede büyüme yavaşlamıştır. Gelişmiş

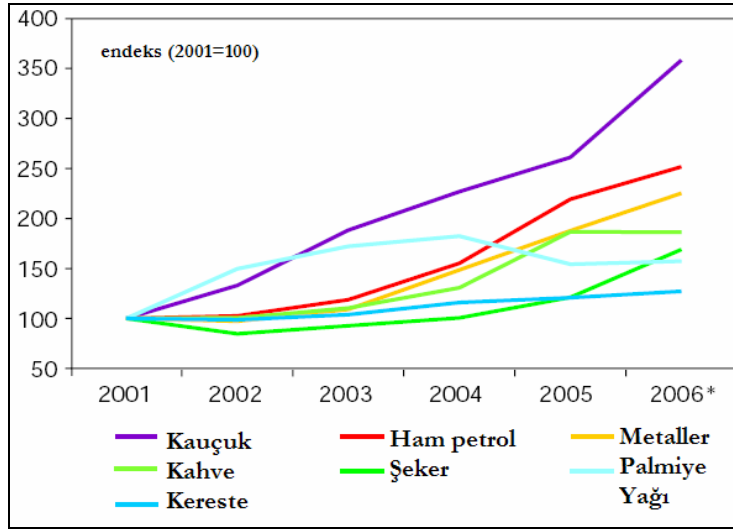
⁴⁶ 2 Nisan 2007 tarihli vadeli işlemler ve opsiyon piyasaları.

⁴⁷ Örneğin, 2000-2003 yılları arasındaki ortalama hidrokarbon ihracat gelirleri ile yıllık ortalama hidrokarbon hasılatının GSYİH’ya oranı Brunei’de %52,7, Kuveyt’te %47,6, Libya’da %36, Birleşik Arap Emirlikleri’nde %32,4, Nijerya’da %32,6, ve Cezayir’de %25,8 olmuştur (IMF, 2004: 64).

⁴⁸ Corden ve Neary (1982) tarafından geliştirilen ve van Wijnbergen (1984) tarafından detaylandırılan *Dutch disease* teorisi doğal kaynaklardaki tükenmeyle imalat sanayiindeki gerileme arasındaki ilişkiyi açıklamaya çalışmaktadır. Teoriye göre doğal kaynaklardan elde edilen hasılatlardaki bir artış (hammadde satışı nedeniyle ülkeye giren aşırı miktarda döviz) bir milletin ekonomisini döviz kurunu arttırmak (yerli parayı aşırı değerlemek) –ki imalat sanayiini daha az rekabetçi yapar- suretiyle sanayileşmeden alıkoyar. Kavram adını, Hollanda’da 1960 yılındaki Kuzey Denizi’nde dev doğal gaz sahalarının keşfedilmesiyle Hollanda’da yaşanan ekonomik gelişmelerden almıştır. Modellerine göre bir doğal kaynak patlaması ekonomiyi *kaynakların hareketi etkisi* ve *harcama etkisi* olmak üzere iki farklı yoldan etkiler. Ne var ki Corden’e (1984: 362) göre kaynakların hareketi etkisi (patlama yapan sektöre doğru geciken sektörden işgücü kayması) hidrokarbon ve mineral sektörlerinin genellikle az işgücü gerektiren yapısından dolayı ihmal edilebilir. Hollanda, Norveç, Rusya, İran ve Azerbeycan (başlangıç aşaması) buna örnek olarak verilse de Rusya buna mani olmak için 2000li yıllardan beri petrol ve doğal gaz gelirlerini genel bütçeden ayrı olarak özel bir *istikrar* fonunda muhasebeleştirir.

lkeler 2005'te %2,6 oranında büyürken diğerk yükselen piyasalar⁴⁹ ve gelişmekte olan ülkeler ortalama olarak 2004'te %7,7 ve 2005'te %7,5 oranında büyüme kaydetmiştir. Çin'in GSYİH'sı 2004 ve 2005'te %10 civarında artarken Hindistan da %8'in üzerinde bir büyüme kaydetmiştir. Orta Doğu'daki büyüme de artan petrol ve doğal gaz ihracat hasılatı sayesinde ivme kazanarak 2005'te %5,7 olmuştur.

Grafik 17. Emtia Fiyat Göstergeleri



*Projeksiyon.

Kaynak: IMF, 2006b.

Petrol dışı ihracat için de daha yüksek fiyatlar elde edilmesine yardımcı olan bu güçlü küresel büyüme ticaretle ilgili olarak daha yüksek enerji ithalat fiyatlarını çeşitli ölçülerde dengelemiştir. 2000 yılından itibaren çoğu petrol dışı malın fiyatı da grafik (17)'den görülebileceği üzere kimi mallarda çok keskin biçimde olmak üzere artmıştır. Gerçekte iktisadi büyümedeki yukarı yönlü iyileşme ve enerji fiyatları her iki yönde olmak üzere birbirine baęlıdır⁵⁰.

⁴⁹ özellikle Çin, Türkiye, Hindistan, Ukrayna, Hong Kong, Malezya, Endonezya, Rusya, İsrail.

⁵⁰ Birçok gelişmekte olan ülke petrol dışı malların başlıca net ihracatçısı olduğundan daha yüksek enerji fiyatlarının etkisi çoğu durumda ihracatın artan değeriyle kısmen telafi edilmekte ya da dengelenmektedir. Daha yüksek ihracat fiyatları daha yüksek petrol ithalat maliyetine ödeme yapabilmek için ilave döviz sağlamaktadır. Bu tür ülkelerde cari işlemler bilançosu çok az bozulmuştur.

2.3. DOĞAL GAZ PİYASASINDA REGÜLASYONUN GEREKÇELERİ

Yüksek basınçlı çelikten boru hattı ile doğal gaz taşımacılığı (iletim) –kısmen de yerel doğal gaz dağıtımı- bir doğal tekel niteliğindedir. Bu iletim hizmeti karşılığı oluşan fiyatların, servis sağlayıcısının aşırı kâr elde etmesine mani olmak için kontrolü gerekmektedir. Depolama faaliyeti de çoğu durumda tekelci bir karakteristik taşıdığından piyasada etkin bir şekilde depolama faaliyeti olmasını sağlamak için fiyat kontrollerine ihtiyaç duyulmaktadır. Altyapı yatırımlarının mükerrerliğinin önüne geçerek optimal ekonomik faydayı sağlama amacı bu grupta değerlendirilmektedir.

Doğal gazda arz güvenliği kaygıları da regülasyonu gerektirmektedir. Arz güvenliği de kabaca dört risk kategorisine bölünebilir: yeterli arz ve talep dengelenmesine yönelik olarak kısa dönemli arz kesintileri riskinden kaynaklanan *piyasa başarısızlığı*; gelecekteki arzları güvenilir kılmaktan çok uzak derecede *yetersiz yatırımlardan* kaynaklanan uzun dönemli risk; tek bir kaynağa bağlı olmaktan kaynaklanan *yetersiz kaynak çeşitlendirmesinden* kaynaklanan risk ve *siyasi risk*. Rekabetin ikamesi gibi davranarak tekelden rekabete geçiş sürecinde özel yatırımı cazip hale getirebilmek, dolayısıyla kapasiteye yatırımı sağlayarak arz güvenliği kaygılarını giderebilmek için bu piyasalar düzenlenmektedir.

Regülasyona bir diğer de gerekçe de doğal gaz piyasa yapıcılar tarafından sergilenen anti-rekabetçi davranışlar olup piyasa derinliğiyle ilgili kaygılar bu grupta değerlendirilmektedir. Hakim bir firma özellikle rekabetin erken devrelerinde doğal gazın toptan ve perakende satış alanlarında yırtıcı bir fiyat politikasıyla rekabeti boğma yoluna gidebilmektedir. Tekel gücünün potansiyel kötüye kullanımını denetleme amacı bu kapsamdadır.

Rekabetçi model ne olursa olsun doğal gaz sektörünün kamu otoriteleri tarafından regülasyonu *yumuşak elli* regülasyondan *hafif* regülasyona ve doğal gaz firmalarının faaliyetlerine külfetli sınırlar getiren *detaylı* regülasyona ciddi farklılıklar arz etmektedir. Yumuşak elli yaklaşım, Almanya ve Yeni Zelanda’da olduğu gibi, birincil güveni genel rekabet yasasına ve anti-rekabetçi davranışların olgu sonrası (*ex-post-facto*) olarak iletildiği anti-tekel kurumlarına atfeder. ABD ve İngiltere’de olduğu gibi çok daha detaylı regülasyon, doğal tekelci iletim şirketlerinin finansal ve operasyonel performans ile beraber fiyatlama ve şebekeye erişim meselesini de içeren davranışlarını kontrol etmek için rekabet yasası ile kurulan kurumları güçlendirir. Bir *de facto* tekelden geçiş sürecinde regülasyon, rekabetin geliştirilmesinin idamesi için İngiltere’de olduğu gibi aktif müdahaleler gerektirebilir (OECD/IEA, 1998: 23).

Ancak elektriğin toptan satış piyasasında deregülasyon Hartley ve Kyle (1989)'da gösterildiği gibi yeni elektrik üretim santrallerinin kurulmasında rekabeti arttırmış ve daha rekabetçi elektrik piyasaları daha düşük kapasiteye sahip elektrik üretim santrallerinin inşaat sıklığını, arzı arttırmıştır.

Düzenleyici rejim ülkeden ülkeye değişse de kimi anahtar ögeler hemen hepsi için ortaktır. Çoğu durumda, devlet doğal gaz sektöründe rekabetin, uzmanlaşmış ajanlar ya da otoriteler aracılığıyla sağlanmasını teşvik etmektedir. Sorumluluk bu düzenleyici kurumlara verildiğinden genellikle düzenleyici otorite kısa vadeli siyasi müdahalelerden bir derece bağımsızlık elde eder.

Piyasadaki düzenlenen firmalara ayırıştırma (unbundling) zorunluluğu getirilir. Ayırıştırma, bir doğal gaz şirketinin iletim ve depolama faaliyetlerinin muhasebe ve yönetiminin, şirketin doğal gaz pazarlama ve ticareti işinden ayrılmasını gerektirdiği gibi ek olarak sahipliğin tümüyle ayrılmasını da gerektirebilir. Ayırıştırılmış hesaplar düzenleyiciye sunulur. Ayırıştırma maliyetlerin iletim ve depolama faaliyetlerine düzgünce tahsisini garanti etmektedir. Böylelikle çapraz sübvansiyonun önüne geçilmekte ve hem üçüncü kişiler için hem de doğal gaz firmasının kendi ticaret işi için sistem kullanımı bedellerinin oluşturulmasında bir temel teşkil etmektedir. ABD'de boru hattı şirketlerinin 1990ların başında bu ayrımı yapmaları istenmiştir. İngiltere'de de *British Gas* (BG) şirketi, İngiltere'de iletim ile ticaret faaliyetlerini –BG ve Centrica şeklinde- 1997'de ayırmıştır.

Çoğu ülke ayırıştırılmış doğal gaz ticareti ve ayırıştırılmamış taşımacılık ve depolama hizmetleri konularında belirgin fiyat kontrollerinin kimi türlerini sürdürmektedir. Bu kontroller bir doğal tekel boru hattı şirketinin önemli iktisadi rant elde etme potansiyelinin önüne geçmek gerekçesiyle ve bir tekelci firmanın etkin bir şekilde işletilmesi için gerekli müşevviklerin yokluğuyla açıklanmaktadır. Bu tür kontroller düzenleyici kurum tarafından iletim şirketi için hesaplanan makul bir içsel getiri oranı temeline dayandırılmaktadır.

Üçüncü kişilerin şebekeye erişim rejimi de düzenleyici rejimin anahtar ögelerindendir. İlke olarak *akdi* ve *düzenlenmiş* olarak iki erişim rejimi mevcuttur. Akdi erişim, endüstrinin kendi kendisini düzenlemeyi bir sorumluluk olarak endüstriye yükleyen düzenleyici yaklaşımı karakterize etmektedir. Bununla birlikte yine de devlet, piyasadaki erişimin reddi gerekçeleri ve anlaşmazlığın halli mekanizmasını da içeren ticari şartları anlatan resmi bir belge hazırlamasını isteyerek akdi erişimin etkin işlemesi için rol oynayabilir.

Düzenlenmiş erişim ise, düzenleyici tarafından iletim şirketlerinin şebekeye erişim taleplerini nasıl karşılayacağı hususunda daha belirgin kontroller dayatılması ve düzenleyicinin operasyonel ve finansal şartlar ile sistem kullanım bedellerinin belirlenmesi hallerinde ortaya çıkar. Kuzey Amerika ve İngiltere'deki rejimler, düzenlenmiş rejimi en iyi karakterize edenleridir (OECD/IEA, 1998: 25). Almanya ve Fransa'yı da içeren bazı Avrupa ülkeleri akdi erişim ile AB doğal gaz direktifinin gereği düzenlenmiş erişimi harmanlayan rejimlerdir.

Depolama varlıkları bölgesel bir doğal gaz piyasasında fiyat artışlarını dizginleyebileceğinden piyasada *birinci en iyinin* sağlanması için gerekli koşullardandır. Farklı ülkeler depolamanın ayrıştırılmasına dair farklı yaklaşımlar benimsemiştir. Örneğin İngiltere'de "sanal" depolama vb. diğer esnek birimler ve enstrümanlar spot piyasada mevcutken, depolama erişim kapasiteleri düzenli açık artırmalar yoluyla satılmaktadır. İtalya'da depolamaya *düzenlenmiş* erişim mevcuttur. IEA'ya göre (OECD/IEA, 2001: 37):

"Birçok OECD ülkesinin ciddi anlamda yerli doğal gaz kaynakları bulunmakta ve bu ülkelerde iletimin ve dağıtım varlıklarının geleneksel olarak yerli sahipliği, tarihi olarak yabancı firmalar tarafından sahip olunan üretim varlıkları ile yerli firmalar tarafından sahip olunan iletim ve dağıtım faaliyetlerinin bir dereceye kadar ayrıştırılmasının başını çekmiştir. Yine de, bu ayrıştırma, etkili rekabet için potansiyeli yansıtmamaktadır".

Düzenlenen, tamamlayıcı rekabetçi ve rekabetçi olmayan faaliyetleri bir arada olan doğal gaz endüstrisinde rekabeti desteklerken düzenlenen firmanın rekabeti sınırlama eğilimine karşı değişik araçlar bulunmaktadır. Erişimin düzenlenmesi, dikey mülkiyet ayrıştırması gibi politikalar bu kapsamdadır. Hesap, faaliyet ve/veya mülkiyet ayrıştırması gibi araçlar kendi başlarına etkili olmayıp örneğin erişim düzenlemesi gibi farklı yaklaşımları destekleyebilirler.

Doğal gaz tedarik ve ticaret faaliyetlerinin, iletim ve depolama faaliyetlerinden hem yönetim hem de muhasebe olarak etkili biçimde ayrılması regülasyonun verimliliğinin ikamesi ve ayrımcı olmayan üçüncü taraf erişiminin garantilenmesi için önemli bir konudur. Ayrıştırma, sistem ücretlerinin kullanımının oluşturulmasına taban olarak, taşımacılık ve depolama için maliyetlerin hem üçüncü taraflar hem de doğal gaz şirketlerinin kendi tedarik ve ticaret faaliyetleri için doğru şekilde tahsis edilmesini temin etmektedir.

İletim şirketleri, serbestleşmiş doğal gaz piyasalarının işletilmesinde önemli bir rol oynamaktadır. Türkiye başta olmak üzere bir çok Avrupa ülkesindeki hesap ayrıştırması

düzenlemelerinin etkili olmayışı, piyasa entegrasyonunun ve doğal gaz piyasalarında gözlenen sınır ötesi ticaretin yavaş gelişiminin önemli bir sebebi olarak görülmektedir.

2.4. DOĞAL GAZ PİYASASINDA FİYAT KONTROLLERİ

Uygulamada, dağıtım ve tedarik şirketinin fiyatlandırma politikası içsel getiri oranı regülasyonu vb. sınırlanabilmektedir. Bu durum Avrupa ülkelerinin birçoğu için geçerlidir. Fransa, İtalya ve Belçika’da konut tarifeleri ve ticari tarifeler, *maliyet artı* tabanlı iken; sanayiye uygulanan tarifeler *piyasa değeri* tabanlıdır. Yine de, ithal edilen doğal gazın büyük bölümü genel olarak piyasa değeri tabanlı olduğundan konut tarifeleri de kaçınılmaz bir şekilde piyasa değeri tabanlı olmaktadır. Üstelik, fiyat kontrolleri genellikle farklı tüketici kategorileri arasında çapraz sübvansiyonu önleyememekte; bazen de, bu tip bir çapraz sübvansiyonu teşvik edici nitelikte olmaktadır. Fiyat kontrolleri içsel getiri oranı (ABD modeli) ve tavan fiyat regülasyonu (İngiltere modeli) olmak üzere iki ana yaklaşım yoluyla yapılmaktadır.

İçsel getiri oranı yönteminde devlet, hizmeti sağlayacak şirketlerin sayısını belirleyerek bu firmalara üst düzey imtiyaz vererek bu firmaların “adil” ve “makul” kârı elde etmelerine imkan tanıyacak biçimde içsel getiri oranını belirlemektedir. Oran, faiz oranlarının bir fonksiyonu olan borç maliyetinin ağırlıklı ortalaması ve düzenleyiciler tarafından onaylanmış öz sermayenin geri dönüşü ile hesaplanmaktadır. Hizmet maliyeti aşağıdaki bileşenlerden oluşmaktadır:

- İşletme giderleri – Maaşları, faydaları, idari masrafları vd. kapsayan, yerel dağıtım şirketi tarafından katlanılan yıllık masraflardır. Doğal gazın maliyeti (mal bedeli) de büyük harcama kalemlerindendir.
- Amortisman/Yıpranma – Oran tabanının yıllık değer kaybıdır.
- Yatırımın geri dönüşü – Oran tabanında izin verilen kârdır.

Gelir gereksinimi bir kez oluşturulduğunda firma, maliyetleri her müşteri kategorisine ve bireysel servislere her bir maliyet tahsis çalışmasını taban alarak tahsis eder. Firma, bir başlangıç maliyet tahsisi hazırlar ve bunu düzenleyici kurumun onayına sunar. Buna göre maliyet tahsisi süreci üç temel adım içerir:

1. **İşlevselleştirme:** Maliyetler üretim, depolama, iletim ve dağıtım gibi hesapların tek biçimli sistemleri ile uyumlu temel fonksiyonlara ayrılmıştır.

2. **Sınıflandırma:** Maliyetler genelde talep, mal ya da müşteri maliyetleri olarak adlandırılan kategorilere bölünmüş ya da tayin edilmiştir.
3. **Müşteri sınıflarına tahsis:** İşlevselleştirilmiş ve sınıflandırılmış maliyetler ayrıca müşteri sınıflarına ve hizmetlere tahsis edilir.

Maliyetler belirlenip sınıflandırıldığında, doğal tekelci firmaya her hizmet için oranlar hesaplanır. Bu süreç müşteri sayısı ve her hizmet için tüketim miktarının tahmin edilmesini gerektirmektedir. Geleneksel hizmet maliyetinin merkezinde yer alan *kullanılabilir gelir gereksinimi* faydanın yıllık maliyeti ve sermaye yatırımının adil bir geri dönüşünün toplamını telafi eden gelirin yıllık miktarıdır.

Gelir gereksinimi yapısının tespitinde *taban süresi* ve *oran tabanı* önem kazanmaktadır. Kullanılabilir hizmetlerin tipik maliyetlerini tahmin etmek için kullanılan belirlenmiş süre, *taban süresidir*. Bu maliyetler geçmiş süreyi, öngörülen süreyi ya da ikisinin birleşimini yansıtabilir. Oran tabanı da yerel dağıtım şirketi'nin geri dönüşüne izin verilen dağıtım sistemindeki sermaye yatırımını ifade eder. Bu da genelde başlangıç sermaye yatırımı ile bu yatırımların kullanılmalarından doğan birikmiş amortismanı arasındaki farka karşılık gelmektedir (ECT, 2006).

Tarifeler boru hattı yatırımı ve finansmanı, işletme ve bakım masraflarını kapsamakta ve işletici için bir kâr ögesi içermektedir. İlke olarak tarifelerin piyasa güçleri tarafından veya görüşmeler yoluyla oluşturulması mümkündür⁵¹. İletim sistemi operatörü'nün genel tarife geliri düzenlendikten sonra bu maliyeti çeşitli sistem kullanıcıları arasında tahsis etmek için bir prosedür geliştirmek gerekmektedir. Enerji Şartı Anlaşması⁵² ülkelerindeki ana tarife oluşturma metodu *maliyet tabanlıdır*. Bu yöntemde tarifeler, iletim sistemi operatörünün doğal gazı taşıırken yüklendiği maliyete dayalıdır. Bu maliyetler, *finansman* ve bir seviyede ticari kâr ve hatta *işletme ücretleri* dahil, boru hattı ağı için *sabit yatırımlardan* ortaya çıkarılmaktadır. Daha yeni bir başka metot, iletim sistemi operatörünün daha *verimli* olmasını sağlamak ve eğer *hedefi*

⁵¹ Bunun tek olası istisnası, 15 Nisan 2005'te Bundestag (Federal Parlamento) tarafından kabul edilen yeni enerji yasasının iletim tarifelerinin maliyet bazlı düzenleme yerine piyasa rekabetiyle oluşturulabilmesini sağlayan Almanya'dır. Bununla birlikte Bundesrat'ın (parlamentonun üst kanadı) 29 Nisan 2005'teki oturumunda taslak yasa hakkında birkaç jenerik itirazda bulunmasından sonra, bu yasa Bundestag ve Bundesrat arasında, bu hükmü de ele alabilecek uzlaşma prosedürlerine tabi olmuştur.

⁵² 1998'de yürürlüğe giren Enerji Şartı Antlaşması'nın temel amacı; 1991 tarihli Avrupa Enerji Şartı'nın ortaya koyduğu Doğu ile Batı arasında enerji sektöründe sağlanacak işbirliğinin hukuki çerçevesini oluşturmaktır. Bunun yanında antlaşma, ulusal ekonomik politikaları belirleme veya finansal bir yardım sağlama gayesi gütmemektedir. Enerji Şartı Antlaşması; yatırımlar ve yatırımların korunması, ticaret, transit, Anlaşmazlıkların uluslararası düzenlemeleri, işbirliği başlıkları altında enerji sektörü ile ilgili genel hükümlerini oluşturmuş, bu çerçevede sektörel işbirliği gayesiyle hukuki düzenlemeler getirmiştir. Ayrıca anlaşma, enerji ağlarına transit kuralları getirmiştir (Energy Charter Treaty, <http://www.encharter.org>.)

yakalarlarsa ilave kâr sağlamalarına izin vererek maliyeti azaltmak üzere tasarlanmış *tarife hedefleri* konmasını gerektiren teşvik edici tarifelendirilmedir. Sabit yatırım maliyetleri toplam maliyet yapısında belirleyici olmakta ve bunlar standart bir şekilde ele alındıklarından, nihayetinde toplam maliyeti düşüren teşvikleri geliştirmek güçleşmektedir (ECT, 2006).

2.4.1 İçsel Getiri Oranının Hesaplanması⁵³

Hasılat gereksinimi, oran belirleme çalışmasındaki temel ögedir. Tüm işletme maliyetini, buna ek olarak işletmenin aktif değerindeki izin verilen getiri oranı olarak hesaplanan kâr ögesini kapsayan yıllık hasılattır. Hasılat gereksiniminin hesaplanmasında temel değişkenler: izin verilen içsel getiri oranı (r), oran tabanı (b), giderler (g), amortismanlar (a) ve vergiler (v)'dir. Buna göre hasılat gereksinimi (HG):

$$HG = (b \times r) + g + a + v$$

olmaktadır. Hesaplama üç öge önem kazanmaktadır (ECT, 2006):

1. “İlk yatırım aktifı üzerinden amortisman gideri ile temsil edilen şekilde boruların amortisman maliyeti,
2. Boru hattı sisteminin aktif değeri üzerinden geri dönüş olarak hesaplanan finansman ve kâr ögesi. Bu iki bölümden oluşur; boru hattı sisteminin düzenlenmiş aktif değeri ve bu değer üzerinden izin verilen sermayenin geri dönüşü,
3. Sabit ve değişken elemanları içerebilen yıllık işletme maliyeti. Sabit maliyetler, idari operasyonlar dahil boru hattını çalışır tutmak için gerekli personeli içerir. Değişken maliyetin temel ögesi kompresörleri çalıştırmak için gereken doğal gazın maliyetidir. Çoğu durumda boru hatlarının işletme maliyeti, müşterilerden, taşınan doğal gazın sabit bir yüzdesini ödemesinin istenmesiyle birlikte (genelde aynı olarak verilir) bu tek ögeye indirgenir”.

Düzenlenen varlık değeri ise -ki oran tabanı ya da varlık değeri olarak da bilinmektedir- genellikle hizmetin ikame ve idamesi için “kullanılmış ve kullanışlı” bütün sermaye ile beraber “mâkul kazançlar” sağlayabilecek içsel getiri oranına eşittir. Bir yerel doğal gaz boru hattı sistemi için tarifenin nüvesi, düzenleyici ile iletim sistemi operatörü arasında düzenleyici kurallara göre düzenlenen varlık değeridir. Oran tabanının tespitinde, birkaç alternatif yöntem bulunmaktadır:

- Herhangi bir diğer sistemden ayrı olarak işletilen yeni bir tesis durumunda gerçek reel yatırım maliyeti.
- İletim sistemi operatörünün hesaplarında görüldüğü şekilde sistemin defter değeri.

⁵³ Bu bölümün hazırlanmasında ağırlıklı olarak ECT (2006)'dan faydalanılmıştır.

- Sistemin yenileme değeri.
- Göreceli bir dönem için amortismanı yapılmış yenileme değeri (yerine koyma maliyeti).
- Piyasa değeri.

İlk yöntemde amortisman periyodundan sonra herhangi bir amortisman ögesi olmayacak ve sermaye maliyetinin uygulanacağı baz sıfır olacak, bu nedenle genel tarife pratikte sıfır olacaktır. Bu ikilik boru hattının iktisadi ömrü -amortisman periyodu– ve genelde daha uzun olan teknik ömrü⁵⁴ arasındaki farklılıktan kaynaklanmaktadır (ECT, 2006). İkinci yöntemde iki sorun bulunmaktadır. İlki, entegre bir işletimde iletim sisteminin değeri, üretim ve depolama gibi diğer faaliyetlerden kolaylıkla ayrıştırılamamaktadır. Sistemlerden birinin sübvansiyonla desteklenmesi veya başlangıçtaki değer belirlemede piyasa dışındaki bir fiyatın belirlenmesi de mümkündür. Üçüncü ve dördüncü yöntem, aynı karakteristikteki yeni bir sistemin maliyetinin, sistemin yenileme değerini belirlemek için kullanıldığı aynı temel yaklaşımın versiyonları olarak görülmektedir. Bu hesaplamanın tüm öğeleri piyasaya dayalı iken, boru hattı maliyetinin kimi hayati öğeleri olan ABD doları kuru ve çelik fiyatları güçlü değişimlere maruz kalabilir ki bu oldukça değişken yenileme değerine yol açmaktadır.

Düzenlenen varlık değerini belirlerken, düzenleyiciler defter değerlerine bakarak sistemin finansal bekasını temin edecek uluslararası finansman koşullarına uygun faiz oranlarına izin vermektedir. Bir yenileme değeri ve bir piyasa bazlı faiz oranına izin verilmesi, boru hattı sahibi için beklenmedik derecede büyük kârlar yaratabilir. Suni olarak düşük faiz oranları ya yeni yatırımların finansmanına izin vermeyecektir ya da yeni bir yatırım için rekabetçi faiz oranları uygulandığı zaman çok daha yüksek tarifelere yol açacaktır.

Gelecekteki bir *izin verilen hasılat akışı* oluşturmak için anılan metodolojiye göre yeni boru hatlarının dezavantajlı olmaması için esas nokta, sabit bir yatırımın düzenlenen varlık değerinin, amortisman yapılan değer düştükçe azalması ve bu nedenle sermaye ücretleri düştükçe yıllık izin verilen hasılatın düşmesidir. Bu nedenle eski bir boru hattı yeni bir boru hattından daha düşük ücrete sahiptir. Bu nedenle yeni bir boru hattı, ömrü boyunca aynı ücretlere sahip olsalar da rekabetçi olamayabilir.

⁵⁴ Teknik varlıkların ömrü çok uzun olabilmektedir, sözcülemi bakımı zamanında yapılan boruhatlarında bu ömür 60 veya daha fazla yıla uzayabilmektedir. Kimi zaman vergisel amaçlar için amortisman oranlarındaki farklılıklar hızlandırılabilir. Bir başka deyişle, nesiller arası özkaynak transferi olarak da nitelendirilebilecek şekilde mevcut tüketiciler (müşteriler) yüksek tarifeler yoluyla gelecekteki tüketiciler tarafından elde edilecek yararlar için ödeme yapmaktadır.

Ek olarak, boru hattının ömrü boyunca, tarifelerin seviyesi üzerinde etkide bulunan *döviz kurlarındaki değişiklikler*, ülkedeki *enflasyon* gibi etkilerin yanı sıra *dünya çelik ve metal piyasasındaki dalgalanmalar* gibi çeşitli dış faktörler ortaya çıkabilir. Yerel para birimi önemli ölçüde enflasyona tâbi ve bunun sonucu olarak döviz kurlarında buna bağlı bir etki olduğu takdirde, söz konusu yerel para birimi üzerinden fiyatlandırılan ve ifade edilen bir tarifenin bir uluslararası para birimine dönüştürülmesi farklı bir etki meydana getirir. Dünya çelik piyasasındaki dalgalanmalar, sistem işleticisi tarafından maruz kalınan herhangi ek maliyetler olmaksızın, mevcut sistemin yerine koyma maliyetlerinin değeri üzerinde etkili olacak; tüm sistemin değeri yeni bir boru hattının maliyetleri içindeki sözgelimi çelik maliyetleri oranına paralel olarak inip çıkacaktır (ECT 2006).

İletim sistemi operatörünün bir doğal tekel olduğu göz önünde tutulursa, *düzenlenmiş sermaye getirisinin* seviyesi büyük bir siyasi ve iktisadi öneme sahiptir. İzin verilen sermaye getirisinin hesaplanması (sermayenin ağırlıklı ortalama maliyeti-AOSM) gerçekte iletim sistemi operatörü için bir borç/sermaye oranı oluşturulması, borç finansmanı maliyetinin ayarlanması, normal bir sermaye dönüşü tahmini, bunun girişimin risk kategorisi için bir faktörle ayarlanmasını ve nihayetinde bu iki getiri oranının ağırlıklı ortalamasının alınmasını içerir.

Yayınlanmış AOSM değerleri Avrupa’da büyük oranda değişmektedir: İrlanda’da % 5.75’ten Birleşik Krallık’ta % 6.25 ve Çek Cumhuriyeti’nde %8.30. Bunlar, gelecek yıllardaki gerçek finansal akışları düzenlemek için enflasyona göre düzeltilmiş gerçek değerlerdir (ECT, 2006). Avrupalı düzenleyici otoritelerce kullanılan ve %5’in biraz altından % 8’in üzerine kadar değişen Avrupa’daki AOSM oranları ile normal ticari yatırımların getirileri arasındaki fark, Nitzov’un son zamanlardaki çalışmasıyla göz önüne çıkarılmıştır (Nitzov, 2004: 273-306). Bu çalışma, yatırımdaki en düşük riskle ağırlıklandırılmış getirinin ABD’de %10, Çek Cumhuriyeti’nde %18, Slovakya’da %23 ve Rusya’da %38 civarında olduğunu göstermektedir.

İçsel getiri oranı ise ABD’de aşağıdaki:

$$R = d \times (D/C) + p \times (P/C) + k \times (P/C)$$

R’nin içsel getiri oranı, d’nin borçlanılan sermaye maliyeti, D’nin borçlanılan sermaye miktarı, p’nin imtiyazlı/rüçhanlı hisse senedinin maliyeti, P’nin imtiyazlı/rüçhanlı hisse senedinin miktarı, k’nın normal hisse senedi maliyeti, E’nin normal hisse senedi miktarı ve C’nin de toplam sermaye olduğu, eşitlikteki gibidir.

Bir örnek vermek gerekirse, sermayenin ağırlıklı ortalama maliyetinin %8,4 ve kapasite kullanımının %50 olduğu varsayıldığında 1,6 milyar dolara mal olan ve 1,1 milyar feet³/gün kapasiteli *Gulfstream* boruhattında olduğu gibi “3,2 \$/milyon feet³ tutarında bir masrafı yirmi yıllık zaman diliminde geri almak için 0,46 \$/milyon feet³” (Hartley ve Medlock, 2005a) tutarında bir tarifeye ihtiyaç vardır. Kapasite kullanımı yüzde sıfırdan yüze doğru arttıkça, tarife de büyümektedir. %50’nin üzerindeki bir yükleme kapasitesi (kapasite kullanımı) halinde boru hattı sahibi/işleticisi kazanç elde etmektedir. Örneğin *Gulfstream* boruhattında %92 kapasite kullanımı halinde tarife 0,75 \$/milyon feet³ değerine çıkmaktadır.

Bir doğal gaz yatırım risk endeksi oluşturan Hartley ve Medlock (2005b) Dünya Bankası verilerine göre özkaynak üzerindeki izin verilen içsel getiri oranının coğrafi olarak farklı ülkelere yatırım yapmanın değişen riski ile ülkeden ülkeye değiştiğini çalışmalarındaki (Hartley ve Medlock, 2005b) regresyon analizinin de siyasi riskin içsel getiri oranı farklılıklarında oldukça belirgin rolü bulunduğunu, gelişmiş ülkelerdeki içsel getiri oranının nispi düşüklüğünü ve OPEC üye devletlerinde taşıma altyapısına uygulanan daha yüksek izin verilen içsel getiri oranının bu ülkelerde üretimi düşürdüğünü hesaplamıştır. Diğer etkenlerin yanısıra OPEC üyelerinin bu azalan doğal gaz üretiminin de fiyat artışlarında etkili olduğunu bulmuştur.

III. BÖLÜM ABD, AB VE TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASALARININ KARŞILAŞTIRILMASI

Bir önceki bölümde dünya genel enerji ve doğal gaz durumuna, doğal gaz piyasalarının yapısına değinilmiştir. Bu bölümde önceki bölümün ışığında ABD, Avrupa Birliği ve Türkiye doğal gaz piyasalarındaki düzenlemeler ve bu piyasaların işleyişi incelenecektir. Dolayısıyla piyasaların işleyişini belirleyen ve bir yandan Avrupa Birliği'nde doğal gaz piyasalarına ilişkin olarak getirilmiş düzenlemeler çerçevesinde meydana gelen gelişmeler ve öte yandan Türkiye doğal gaz piyasasında aynı doğrultuda gerçekleştirilen düzenlemelerin değerlendirilmesi de yine önemli bir konu olarak ele alınmalıdır.

3.1 ABD DOĞAL GAZ PİYASA YAPISI

Doğal gaz, ABD'nin enerji profilinde büyük bir rol oynamaktadır. Öyle ki toplam enerji tüketiminin neredeyse dörtte birini karşılamaktadır. Piyasanın %58'ine sınıai tüketiciler ve elektrik üreticileri birlikte; %17'sine ticari tüketiciler ve yaklaşık %25'ine konut tüketicileri karşılık gelmektedir. 62 milyon konut, 5 milyon küçük ticari, 235 bin endüstriyel ve 1000 elektrik üreticisi nihai tüketici bulunmaktadır⁵⁵. ABD, dünyanın en büyük doğal gaz piyasası olup Rusya'dan sonra ikinci en büyük doğal gaz üreticisidir.

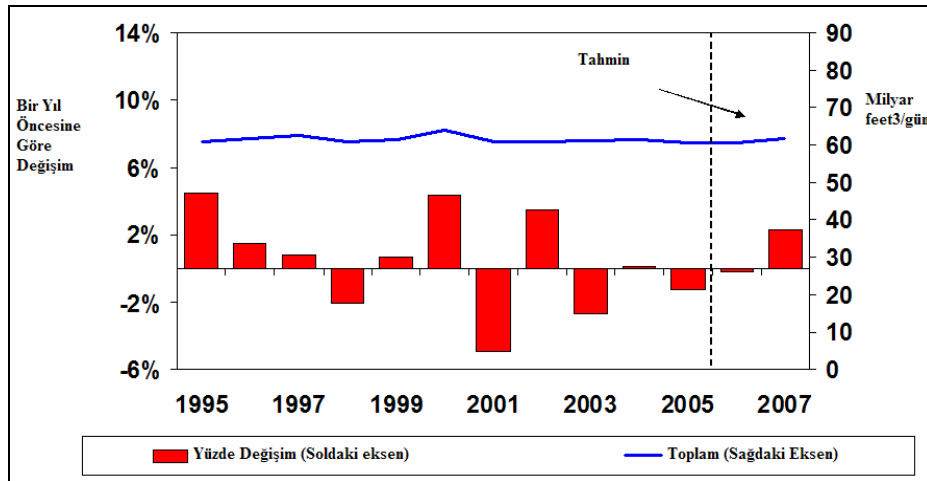
Kuzey Amerika'daki doğal gaz piyasaları kısmi olarak deregüle olmakla beraber ABD'deki durum eyaletten eyalete ve Kanada'da da bölgeden bölgeye değişmektedir. Doğal gaz endüstrisi, 1978'de *Doğal Gaz Politikası Sözleşmesi*'nin imzalanmasından bu yana bir dönüşüm sürecine girmiştir. "Doğal gaz politikası sözleşmesi kapsamında 1984 yılının sonunda piyasadaki tüm fiyat kontrolleri kademeli olarak kaldırılmıştır" (Pirog, 2004: 3) Öyle ki, neredeyse tamamen düzenlenmiş bir endüstriden bugün büyük oranda serbest piyasa gibi işleyen bir endüstriye dönüşmüştür. *NYMEX*, dünyanın ilk doğal gaz sözleşmelerini 1990 Nisan'ında yapmıştır. Burada, hacim hızlı bir şekilde artmış ve *değişim* piyasası tarihinde bu sözleşme en hızlı büyüyen araç olmuştur⁵⁶.

⁵⁵ ABD Enerji Bakanlığı ve <http://www.naturalgas.org> (17.11.2005; 21:00) ve DTI (2005).

⁵⁶ New York Mercantile Exchange Description and Specifications, <http://www.nymex.com> (19.04.2006 / 22:30).

Altın çağını 1945-1970 döneminde toplam birincil enerjinin üçte birini sağlayarak elde eden doğal gaz tüketimi 1960'ların sonuna doğru doğal gaz tüketimi ve fiyatlandırmasına dayatılan kısıtlamalar nedeniyle durgunluğa uğramışsa da 1980'li yıllar boyunca devletin fiyatları kontrolünü bırakması neticesinde artmaya devam etmiştir (Victor, Jaffe ve Hayes, 2006: 7). 2006 yıl sonu itibariyle dünya toplam doğal gaz tüketiminin %22'sine karşılık gelen 619,7 milyar m³ tüketimi olan ABD'de⁵⁷, toplam doğal gaz tüketimi 2030'da 930,8 milyar m³ (26,9 trilyon feet³) değerine çıkacaktır (BP, 2007; DOE/EIA, 2006a). Bu tüketim artışının büyük kısmının 2017'den önce olması beklenmektedir. 2017'den itibaren yüksek fiyatların, tüketimi 2030'a kadar 27 trilyon feet³ civarına ancak çıkarması beklenmektedir.

Grafik 18. Toplam ABD Doğal Gaz Talebinin Gelişimi



Kaynak: EIA; Short Term Outlook, February 2006d.

Doğal gazın toplam enerji tüketimindeki payının da 2004'teki %23 oranından 2030'da %21 oranına düşmesi beklenmektedir (DOE/EIA, 2006a). Elektrik üreten kamu şirketleri ile özel şirketlerin elektrik üretimi için kullandıkları doğal gaz miktarının 2020 yılında üçe katlanacağı beklenmektedir. Birçok sınıai tüketici alternatif yakıt kullanmaktadır. Sınıai tüketicilerde yakıt değiştirebilme kabiliyeti, talep esnekliğini artırmakta ve doğal gaz fiyatlarını kontrol altında tutmaktadır.

ABD'nin doğal gaz üretimi ise BP verilerine göre (BP, 2007), 2003'teki 540,8 milyar m³ değerinden 2005'te 511,8 milyar m³ değerine kadar gerilemiş, ardından 2006'da bir önceki yıla göre %2,3'lük artışla 524,1 milyar m³ değerine yükselmiştir. ABD, arz açığını kapatmak için ciddi miktarda LNG ithalatına başlamıştır. 2006 yılında Kanada'dan yaklaşık 100 milyar m³

⁵⁷ Doğal gaz tüketiminin çoğu Northeast, Southeast, California ve Great Lakes bölgelerinde yoğunlaşmış durumdadır.

boruhattı ile; Trinidad ve Tobago'dan da 11 milyar m³ ve Mısır'dan 3,6 milyar m³ LNG biçiminde doğal gaz ithalatı yapmıştır. Doğal gaz ithalatçıları günümüzde yüksek seviyelerde seyreden fiyatlar sayesinde 2003 yılında sınırlı olan ABD'nin LNG ithal kapasitesini hızlı şekilde genişletmektedir.

ABD'de yüksek basınçlı, eyaletler arası iletim hatları bulunmaktadır. Bu ağ, doğal gazı büyük tedarik alanlarından, ana tüketim alanlarına iletmektedir⁵⁸. Ağ yüksek oranda entegredir, öyle ki Meksika Körfezi bölgesinde üretim yapan eyaletlerden gelen doğal gaz, ilke olarak sistem içerisinde hemen hemen her yere gidebilir. İletim sistemi, yaklaşık 460.000 km uzunluğunda bir boru hattından oluşur. Dağıtım, yüksek basınçlı ağ dışından, dağıtım şirketlerinde taşınarak yapılır. Dağıtım sistemi yaklaşık 1.610.000 km uzunluğunda boru hattından oluşur. 120 depolama sistemi operatörü 415 doğal gaz deposunu işletmektedir⁵⁹.

2000li yılların başında, ABD perakende doğal gaz satış piyasası, çeşitli eyaletlerin de *perakende satış programları* başlatmasıyla daha çok rekabete açık hale gelmiş, böylelikle konut tüketicilerinin kendi tedarikçisini seçmesine imkan sağlanmıştır. Genel olarak, 2004'te devamlı yüksek olan doğal gaz fiyatları ve fiyat değişimlerinin daha da artması, piyasanın yeniden yapılanmasında konut tüketicisinin çıkarlarını azaltmış görünmektedir. 2003 ve 2004 arasında, Güney Carolina ve Texas'ın "piyasaya doğal gaz sunma niyeti olmayan" bir konumdan "piyasaya doğal gaz sunmayan" konumuna geçmesi hariç, doğal gaz endüstrisi yapılanması statüsünde hemen hemen hiç bir değişim gözlenmemiştir.

3.1.1 ABD Doğal Gaz Piyasa Yapısı

Bir mal olarak doğal gaz piyasası son derece rekabetçidir. Binlerce üretici, bağımsız pazarlayıcı, boru hattı ortağı, yerel dağıtım şirketi ve nihai tüketiciler bulunmaktadır. Bunlar, kuyularda ve hub'larda, ülkenin dört bir yanında doğal gaz alıp satmak için rekabet halindedir. Ticari mal olarak doğal gaz satışları, tabiatı itibarıyla son derece kısa dönemlidir. Doğal gaz, "kuyu" ile kullanıcı arasında birçok kez el değiştirmektedir.

⁵⁸ Bu tüketim alanları hem üretim yapan bölgelerde hem de *Northeast*, *Midwest* ve *California*'da bulunur. Büyük tedarik alanları, özellikle *Meksika Körfezi*, *Midwest*'in aşağısındaki bölgeler, *Texas/New Mexico* sınırındaki *Permian Havzası*, güneybatıdaki *San Juan Havzası* ve *Rockies* bölgeleridir. Ayrıca, Kanada'nın batısındaki *Tortul Havzası*'nı, *California*, *Midwest* ve *Northeast*'teki ABD pazarlarına bağlayan birkaç boru hattı daha bulunmaktadır. *Northeast* tek başına en büyük tüketim bölgesidir. Burası, *Southwest*, *Midwest* ve Kanada'dan gelen 25 büyük boru hattı ile beslenmektedir (OECD/IEA, 1998a: 59).

⁵⁹ DOE/EIA, 2006c. ABD doğal gaz altyapısını ayrıntılı gösteren harita için bkz. "Şekil 15. EK (13). ABD Doğal Gaz Altyapısı".

Halihazırda binlerce kuyuda üretim yapılmaktadır. Piyasayı bir kaç büyük üretici şirket elinde tutarken -ki bunlar petrol şirketleridir- bireysel kuyular ise büyük küçük binlerce doğal gaz üreticisinin elinde bulunmaktadır. Önemli miktarda doğal gaz *Kanada*, piyasasından ithal edilmektedir. 90'ın üzerinde eyaletler arası açık erişimli boru hattı, tüm ülke çapında bir ağ (*grid*) oluşturmaktadır. Kıyıda uzakdaki ve tarladan çıkarılanlar hariç, büyük petrol ve doğal gaz üreticilerinin genelde doğal gaz boru hattı ağı üzerinde önemli derecede bir sahiplikleri bulunmamaktadır. ABD'de, Federal Enerji Düzenleme Komisyonu (*FERC*) doğal gaz, petrol boru hatları, santraller ve hidroelektrik projeleri olmak üzere dört enerji endüstrisini düzenlemektedir. *FERC*, çoğu zaman düzenlediği bu endüstrilerin tamamı üzerinde ortak politikalar hayata geçirmektedir (OECD, 2000).

Her yıl talep seviyesine göre üç sezona ayrılır. Düşük talep sezonunda (Nisan-Ekim) depolama operatörleri rezervuarlara veya diğer depolama alanlarına doğal gaz enjekte etmekte, yüksek talep sezonunda (Ocak hariç Kasım-Mart) depolamadan gelen doğal gaz, boru hattındaki doğal gazla rekabet halinde olup çok yüksek talep sezonunda ise (Ocak) boru hattı, depolama ve pik (LNG) doğal gazı birbirleriyle rekabet halindedir (Gabriel, Zhuang ve Kiet, 2004).

İletim piyasası gittikçe daha rekabetçi hale gelmektedir. Boru hatlarının artması bir çok tüketiciye birden fazla boru hattına erişim imkanı tanımıştır. Kapasite devri programı altında bir iletim şirketinin müşterileri gereksiz kapasiteleri ikincil piyasada başkalarına satarak o şirketin rakipleri haline gelmiştir.

ABD doğal gaz endüstrisi, IEA ülkelerinininkilere göre çok daha çeşitlidir. Tek bir hakim şirket yoktur. Diğer enerji endüstrileri ile karşılaştırıldığında, dikey entegrasyon seviyesi oldukça düşüktür. Mülkiyet ayrıştırması nedeniyle değişik sahiplik yapıları ve doğal gaz zincirinin her seviyesinde farklı oyuncular bulunmaktadır. Küçük aile şirketlerinden büyük uluslararası petrol şirketlerine kadar yaklaşık 23.000 doğal gaz üreticisi bulunmaktadır. En büyük 7 üretici: *BP Amoco, Exxon, Mobil, Chevron Texaco, Shell ve Arco* olup bunlar ABD'nin toplam çıktısının %30'unu karşılamaktadır. Yaklaşık 460.000 km'lik iletim sistemini 160 firma işletmektedir.

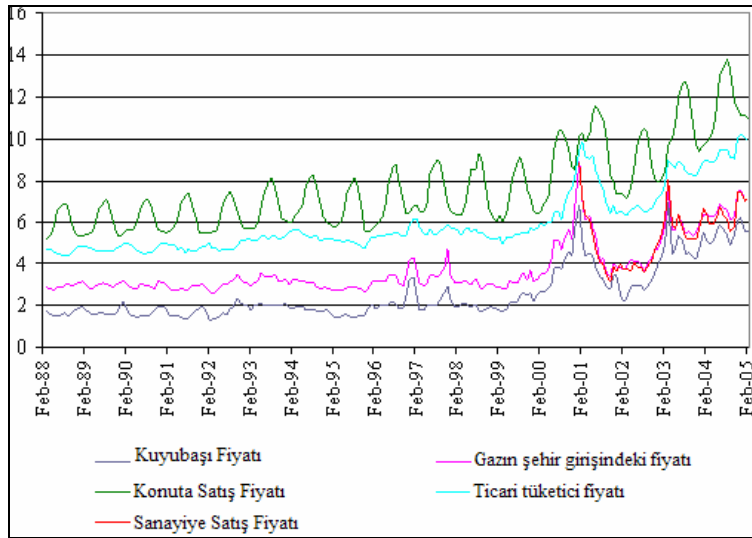
Doğal gaz piyasasının deregülasyonuna ilişkin olarak yaklaşık 500 piyasa yapıcısı, 40 civarında farklı eyaletler arası iletim şirketi ve bunların 200'ü aşkın bağlı kuruluşları bulunmaktadır⁶⁰.

⁶⁰ Sözleşmeye bağlanan talep açısından en büyük olanları Columbia Gas Transmission Corporation (Northeast), Natural Gas Pipeline Company of America (Midwest), Tennessee Gas Pipeline Company ve Transcontinental Gas Pipeline Corporation'dır (DOE/EIA, 2006: 3-18).

Çoğu eyalette birden fazla iletim şirketi bulunmaktadır⁶¹. Çoğu yeraltı depolama tesisi bu şirketlerin mülkiyetinde olup aynı zamanda bu şirketler bu depolama tesislerinin işleticisidir.

ABD doğal gaz endüstrisi son 20 yıldır, köklü bir yapısal değişim geçirmektedir. *Yeniden yapılanma*, 1993'te doğal gazın kuyu fiyatının kontrolünün bırakılması⁶² ve fiyatların piyasada serbestçe belirlenmesi ile başlamış, ardından eyaletler arası boru hattı ve depolama sistemine açık erişim gelmiş ve daha sonra eyaletler arası iletim şirketlerinin doğal gaz tedariki, taşınması ve satışı faaliyetlerinin ayrıştırılması ortaya çıkmıştır. California'daki deregüle edilen elektrik piyasasındaki krizler her ne kadar doğal gaz toptan satış piyasasında hızla artan rekabeti yavaşlatmış ise de halihazırda 20 eyalet ve *District of Columbia*, konut ve diğer küçük hacimli doğal gaz tüketicilerine yönelik, doğal gazı geleneksel tedarikçilerinden değil de aynı zamanda farklı tedarikçilerden de seçmelerine imkan verecek programları yürütmektedir.

Grafik 19. Kaynağından Tüketicie ABD'de Doğal Gaz Fiyatları



Not: 1988-2005 yılları arası; Her bin feet³ başına Amerikan Doları olarak.

Kaynak: Energy Information Administration'dan UNCTAD kaynaklı veriler.

ABD'de doğal gaz fiyatları 1970'den 1980'e dek artmış, fiyatlar 1980'den dalgalanmaya başladığı 1995 yılına dek düzenli bir şekilde düşmüştür. Fiyatlar son birkaç yılda yine artmıştır. Her ne kadar fiyatlar deregülasyon tanıtıldığından beri düşmüş ise de ABD'deki regülasyon ve deregülasyon faaliyetlerinin başarısı sorgulanmaya başlanmıştır.

⁶¹ Örneğin Pennsylvania'da 7 iletim şirketi vardır.

⁶² The Natural Gas Wellhead Decontrol Act, 1989.

Literatürde ABD’de deregülasyonun doğal gaz piyasaları üzerindeki etkilerini ortaya koyan birçok çalışma yapılmıştır. De Vany ve Walls (1993, 1994b), Walls (1994b), Doane ve Spulber (1994), King ve Cuc (1996) gibi yazarların çoğu doğal gaz piyasalarının deregülasyondan itibaren çok daha fazla entegre olduğu sonucuna varmıştır. Bu çalışmalarda piyasa entegrasyonunu test etmek amacıyla fiyat korelasyon analizi, Granger nedenselliği ve lineer koentegrasyon gibi çeşitli ampirik yöntemler kullanılmıştır.

ABD’de doğal gaz fiyat regülasyonunun tarihini inceleyen özet kitabında MacAvoy (2001), regülasyonun ne tüketicilere ne üreticilere ve ne de iletim şirketlerine fayda sağlamadığını göstermiştir. Bu her üç grup da kimi zamanlar regülasyondan fayda sağlamışsa da ona göre karşılaştıkları iktisadi kayıplar, elde edilen faydaları oldukça aşmıştır. MacAvoy’a göre (2001), 1968’den 1994’e dek üç düzenleme periyodunda doğal gaz piyasasının regülasyonundan kaynaklanan toplam iktisadi kayıplar 130 milyar \$’ı aşmış bulunmaktadır.

ABD’de iletim ve depolama faaliyetlerinin regülasyonunda tarifeler FERC tarafından hizmet maliyeti temeline göre düzenlenmektedir. Düzenlenmiş fiyatlardaki rezerve edilmiş kapasite tedarikçiler tarafından devredilebilir ve ikincil piyasalarda satılabilir. ABD’de ikincil piyasa fiyatları düzenlenmiştir ama buna rağmen (gayriresmî) bir gri piyasa da bulunmaktadır. Hava şartları, kısa dönemli spot fiyat hareketleri için en önemli etkenken depolama da, mevsimsel ve kısa dönem yükler ve hızlı değişimlerde önemli bir rol oynamaktadır.

ABD’de regülasyon alanında reform sürecinde çok önemli bir gelişme doğal gaz için *aktif spot piyasaların* ortaya çıkışıdır. Böylelikle çok sayıda doğal gaz tüketicisi doğal gazı doğrudan çok sayıda doğal gaz satıcısından kısa vadeli olarak satın almaya başlamıştır. “Toplam ABD doğal gaz tüketiminde spot piyasanın hacminin payı 1983’teki %5 değerinden 1987-88 doğal gaz yılı için %70’in üzerine çıkmış” (Sutherland, 1993: 1195); ardından 1995’te %40’a düşmüştür (Dahl ve Matson, 1998: 397).

Spot piyasaların geliştirilmesi ve işlevselleştirilmesinde birçok faktör etkili olmuştur. Birincisi, önceleri eyaletlerarası iletim şirketlerinin yapageldikleri doğal gaz ticaret faaliyeti yeni kurulan doğal gaz ticaret ve pazarlama şirketleri tarafından devralınmıştır. Dahl ve Matson’ın (1998: 398) bildirdiğine göre 1986’da 50 doğal gaz ticaret şirketi yeniden satmak için doğal gaz satın almıştır. Bu sayı 1995’te 260’ı bulmuştur. Bu şirketler kârlı bir yayılma sağlayabilmek için sürekli arz fazlalığı ya da yüksek talep alanlarını aramaktadır (Sturm, 1997: 17-25). İkincisi, hub’lar boru hattı şebekesinin interkoneksiyon noktalarını geliştirmiştir. Üçüncüsü,

kullanılmayan kapasitenin diğer tedarikçilere kiralanmasını sağlayan bir boru hattı kapasite devri piyasası oluşturmuştur. Artık bir aya kadar varan teslimatlar için yapılan kısa dönemli spot ve anlaşmalar fiziki doğal gaz teslimatlarının önemli bir bölümünü teşkil etmektedir. Bu sözleşmelerde fiyat sabittir. Orta ve uzun vadeli teslimatların hala belediyelere ait yerel dağıtım şirketlerine yapılan doğal gaz teslimatlarının büyük çoğunluğunu oluşturmasına ve büyük nihai tüketicilerin hala eyaletler arası ağ dışında mal almasına rağmen, fiyatlar genelde spot (Henry Hub) veya uzun vadeli sözleşme fiyatlarına endekslidir.

Sanayide ve elektrik üretiminde önemli bir miktarda, kısa dönemli yakıt değiştirebilme imkanı olduğundan, yakıtlar arası rekabet, günlük fiyat tespiti üzerinde önemli bir rol oynamaktadır. Talep tarafındaki bu esneklik, spot fiyatların mevsimsel değişkenliğini sınırlamakta; kışın elektrik üretiminde ve sınai tüketimde petrol, doğal gazın yerini aldığı zaman fiyatlar, *ağır fuel oil* fiyatlarıyla rekabet için üst sınıra tabi tutulmaktadır. Elektrik üreticilerinin güneyde kömür yakabilmeleri, doğal gazın yazın en düşük fiyatta olmasını sağlamaktadır. Kimi zaman, kapasite sınırlı olmadığında, *etkin marjinal taşıma maliyetleri*, ABD'nin dört bir yanında, *spot fiyatlar arasındaki farklılıkları* belirlemektedir. Kapasitedeki özellikle de kışın olmak üzere periyodik olarak görülen darboğazlar, bölgesel piyasalar arasındaki farkın büyümesine ve bölgesel fiyat değişikliklerinin önemli derecede farklılaşmasına neden olabilmektedir.

ABD'de depolama fiyatları ise iletim fiyatlarına benzer şekilde belirlenmiştir⁶³. FERC, yeterli rekabetin olduğu depolama alanında kontrolü kaldırmayı (deregülasyonu) düşünmektedir⁶⁴.

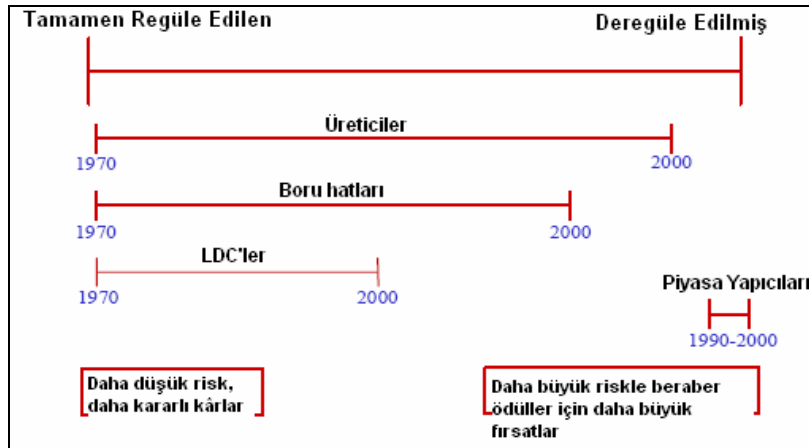
3.1.2 ABD Doğal Gaz Piyasasında Deregülasyon ve Yeniden Yapılanma

ABD Enerji Bilgi İdaresi, şekil (11)'den görüleceği gibi doğal gaz endüstrisini gelişme çağı (1910-1950 arası), regülasyon çağı (1950-1970'ler arası), piyasa etkinsizliği çağı (1970'lerin sonundan 1980'lerin ortalarına kadar olan dönem) ve uyum/yeniden yapılandırma/deregülasyon çağı (1980'lerin sonundan 2000 yılına kadar olan dönem) olmak üzere dört çağda özetlemektedir.

⁶³ Ancak maliyet tahsisi farklıdır. FERC, sabit maliyetlerin [basınç için saklanan doğal gaz -yastık gazı- da dahil olmak üzere] % 50'sinin kapasite/yer bileşenine atanmasını ve diğer % 50'sinin de "teslimata" atanmasını şart koşmaktadır. Sabit maliyetler hem doğal gazın depolanmasında hem de geri çekilmesinde ortaya çıkmaktadır.

⁶⁴ Taşımacılık bedeli tespitinde ise fiyatlar, yine, maliyet esasına göre belirlenmekte ve yatırım üzerine 'makul' bir geri dönüş içermektedir. FERC, alternatif fiyat tasarım taleplerini her durumu ayrı ayrı ele alarak değerlendirmekte ancak maliyet temelli olmayan fiyat belirleme ve özellikle de müzakere edilmiş ve teşvik edilmiş fiyatlar için genel bir kriter geliştirme planı yapmaktadır. FERC, <http://www.ferc.gov> (12.02.2007: 12.00).

Şekil 11. ABD Doğal Gaz Piyasası Tarihi Gelişimi



Kaynak: DOE/EIA, 2006d.

MacAvoy (2001)'un simülasyonuna göre ciddi doğal gaz kesintilerinin yaşandığı 1968-77 arası 'kuyubaşı fiyatı kontrolü' çağında 59 milyar \$ net kayıp olmuştur. 1978-84 arası ikinci periyotta ise üreticiler doğal gazı ağırlıklı ortalama maliyetlerinden satarak yaklaşık 45 milyar \$, ilaveten yeni spot piyasada doğal gazı *piyasa temizleyen fiyatların* altında satın alan tüketiciler de 41 milyar \$ kazanç sağlamışlardır. Diğer faktörler de eklendiğinde toplam net kayıp 49 milyar \$ olmuştur. Son periyot olan ve piyasa baskıları sonucu doğal gaz taşımacılığının kısmen deregüle edildiği 1985-1994 arasında düzenlemeye yönelik değişiklikler tek bir Kuzey Amerika piyasasının oluşturulmasına yardım etmiş, ancak periyot için toplam 74 milyar \$'lık net kayıp hesaplanmıştır.

1992'de **Yeniden Yapılandırma Kuralı**⁶⁵ yayınlanmıştır. Temel hedef toptan doğal gaz satışının, eyaletler arası iletim faaliyetinden ayrıştırılması yoluyla yeniden yapılanması sürecini tamamlamaktır. Müşterinin seçeneğini artırarak ve iletim şirketlerinin taşıma ücretlerini belirlerken daha şeffaf olmalarını sağlayarak rekabeti kızıştırmaktır. Böylece nihai tüketicinin doğal gaz tedarik maliyeti düşmesi ve sektörün gelişmesi teşvik edilmesi amaçlanmıştır. Bu düzenlemenin yenilik getiren unsurları aşağıda belirtilmektedir:

1. İletime ve depolamaya açık erişim getirilmiş, iletim şirketleri ayırım gözetmeden, depolama ve iletim tesislerine tüm müşterilerin erişimini sağlamak zorunda kalmış ve iletim şirketlerine sistemin hizmet verme bilgilerini doğru ve zamanında ulaştırmak yükümlülüğü getirilmiştir.

⁶⁵ FERC Order No. 636, <http://www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/rm91-11-000.txt> (08.11.2006: 14.00) ve Ekleri, <http://www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/restruct.asp> (08.11.2006: 14.00).

2. İletim ve satış faaliyetlerinin ayrıştırılması yükümlülüğü getirilmiş, boru hattı müşterilerine, iletim, tedarik, depolama ve yedekleme hizmetleri için ayrı ayrı sözleşme yapma imkanı gelmiştir. İletim şirketleri, taşeronları dışında doğal gaz ticareti yapamayacaklardır.
3. *Düz sabit değişebilir* (straight fixed variable) fiyat tasarımı zorunlu kılınmıştır. Buna göre iletim fiyatları sabit kapasite (rezervasyon ücreti-sabit maliyetler atanır) ve ticari mal bedellerine ayrılır (değişken maliyetler). Böylelikle iletim gelirlerinin %90'ını kapasite ücretleri sağlamıştır. Bu değişimin bir sonucu, büyük endüstriyel kullanıcılar gibi yüksek yük faktörlü (tüm yıl boyunca düz bir talep profili çizen) müşteriler için taşıma maliyetinde düşüş yaşanmıştır.

Yeniden yapılanma, ABD doğal gaz endüstrisinde yeni oyuncuların ortaya çıkmasını ve bunların ticari ve akdi ilişkilerinde köklü değişiklikleri beraberinde getirmiştir. Doğal gazın iletiminde, pazarlama ve ticaret faaliyetlerinde muhasebe ve yönetim konularının ayrıştırılması zorunluluğunu getirmiştir. Birçok iletim şirketi kurumsal yapılarını yeniden düzenlemiş, doğal gazın pazarlanması, risk yönetimi, dengeleme ve temel taşımacılık hizmetleri için ortaklıklar kurmuştur. Yeni pazarlama şirketleri piyasaya girmiştir. Akdi ilişkiler daha da karmaşıklaşmış, önceden toplu hizmetler olarak sözleşmeyle doğal gaz satın alan boru hattı müşterileri artık doğal gazın kendisi için ayrı bir sözleşme yapmak zorunda kalmıştır. Sistem bütünlüğünü sağlamak üzere yeni kurallar konulmuş ve bunların arasında akış kontrolü ve parasal cezalar yer almıştır (OECD/IEA, 1998: 80).

Halihazırda toplamda ABD'deki yaklaşık 62 milyon konut doğal gaz tüketicisinin yaklaşık 33 milyonunun, tedarikçi değiştirme imkanı bulunmaktadır ve 2003'ten günümüze dek yaklaşık 4 milyon tüketici bu programa dahil olmuştur. Bunlar, tedarikçilerin programsız miktarlarda doğal gaz alımını veya enjekte etmemelerini garanti altına almakta ve tedarikçilerin doğal gaz enjeksiyonlarının, belirli bir zaman dilimi boyunca aynı sistem üzerinden çekilenlerle eşleşmesini sağlamaktadır.

3.2. AVRUPA BİRLİĞİ'NİN DOĞAL GAZ PİYASA YAPISI

Avrupa Birliği'nin enerji politikasında arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi ve arz güvenliği ile çevre kirliliğinin önlenmesi başat bir rol oynamaktadır. Doğal gaz, petrol ve kömüre göre, çevresel etki bakımından avantajlı bir konumdadır. Avrupa Birliği'nin, doğal gaz piyasasının

serbestleştirilmesi yönündeki tüm resmi belgeleri rekabetin sağlanmasını kurallara bağlamış olup halihazırda sınırlı sayıda tedarikçi ülkeye bağlı olmaktan kaynaklanan yüksek doğal gaz fiyatlarının çözümü için rekabetin tesisi AB belgelerinde öncelik olarak ortaya konulmaktadır.

AB üye devletleri, 2003/55/EC sayılı doğal gaz direktifi ile (CEC, 2003a) tek bir enerji (özellikle elektrik ve doğal gaz) piyasası hedefine yönelmiştir. İç pazarın tamamlanmaya başlamasıyla arz güvenliği konusunda da ortak bir *Topluluk* yaklaşımı oluşturulması gündeme gelmiş, 2004 yılında doğal gaz arz güvenliğini temine yönelik tedbirleri içeren bir 2004/67/EC sayılı Direktif benimsenmiştir. Temmuz 2003'te taslak *Anayasal Anlaşma*'da (AB Anayasası) bir enerji maddesi önerilmiştir. 2005 yılında, doğal gaz iletim şebekelerine erişim kuralları ile ilgili 1775/2005/EC sayılı Tüzük kabul edilmiştir. Temmuz 2005'te *G8 Zirvesi* enerjiye yeni öncelik verilmesini gündeme getirmiş ve Ekim 2005'te *Devlet ve Hükümet Başkanları* ortak enerji politikası için çağrıda bulunmuşlar ve Aralık 2005'te yine *Devlet ve Hükümet Başkanları* enerjiye "entegre yaklaşım" için çağrıda bulunmuşlardır.

Çizelge 3. 25 Üyeli AB'de Doğal Gaz İthalatı ve İhracatçı Ülkelerin Doğal Gaz Potansiyelleri

Nereden	Milyar m ³	%	Rezervler (milyar m ³)	%	Rezerv/Üretim Oranı (Yıl Cinsinden)
Norveç	81	28	3108	2	36
Rusya	123	42	47820	31	75
Hazar	4	1	33770	22	177
Ortadoğu	7	2	45054	30	227
Akdeniz*	67	23	8600	6	55
Diğer**	12	4	10775	7	70
Toplam İthalat	293	100	151945	100	106
Dünya			180460		64

* Akdeniz: Cezayir, Libya ve Mısır ** diğer kaynaklar: Nijerya, Trinidad&Tobago, Avustralya, Malezya.

Kaynak: OME (2006). * 2005 yılı itibariyle.

2006 yılı itibariyle Avrupa'nın doğal gaz gereksinimi⁶⁶, yerli üretimin dışında (%46 oranında İngiltere, Hollanda, Almanya, İtalya, Danimarka toplamından ve %15 oranında Norveç'ten), %26 oranında Rusya'dan; %14 oranında Kuzey Afrika, Nijerya ve Ortadoğu'dan (%1 civarında); %6-8 oranında da LNG olarak Afrika ve Ortadoğu'dan temin edilmektedir. Kuzey Denizi (İngiltere ve Norveç üretimleri) bilinen gaz rezervlerinin çeyrek asırdan kısa bir sürede

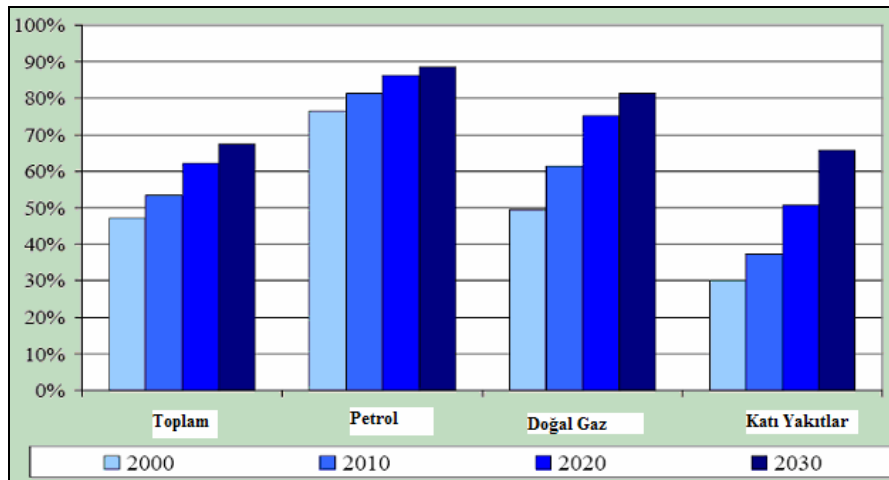
⁶⁶ Avrupa'nın doğal gaz altyapısını ayrıntılı gösteren harita için bkz. "Şekil 13. EK (11). Avrupa Doğal Gaz Altyapısı"

tükeneceği belirtilmektedir. Bu durumda Rusya ve Cezayir'in dışında, Türkmen, Kazak, Özbek, Tacik ya da Azeri gazı, alternatif kaynaklar olarak bir potansiyel arz etmektedir. İran, Libya, Nijerya ve Suudi Arabistan da diğer olası kaynaklardır.

AB'nin sınırlı doğal gaz rezervleri 20 yıllık bir perspektifte üretimde %50'lik bir azalmaya neden olacaktır. Doğal gaz ithalatının ise halihazırdaki 275 milyar m³ değerinden 2030'da 535 milyar m³ mertebesine ulaşacağı tahmin edilmektedir (DG-TREN, 2006a).

AB üyesi ülkelerin artan dışa bağımlılığının, iklim değişikliğinin⁶⁷ ve yükselen enerji fiyatlarının getirdiği güçlükler karşısında yeni bir enerji politikası geliştirmeyi amaçlayan Avrupa Komisyonu tarafından yayınlanan *yeşil belge*'ye göre (DG-TREN, 2006a), 25 üyeli AB'nin doğal gazda *ithalat bağımlılığı* 2006'da %57 civarında iken bunun 2010'da %60'a, 2030'da da %81'e çıkacağı öngörülmektedir. Bu durum Grafik (20)'de görülmektedir. IEA üyesi ülkelerin ise doğal gaz ithalat bağımlılığının şimdilerde %20 olan seviyesi 2030'da %40 olarak tahmin edilmektedir.

Grafik 20. AB'nin Enerji İthalat Bağımlılığı



Kaynak: DG-TREN 2006.

Keşfedilen doğal gaz rezervleri giderek azaldığından ve dünya çapında doğal gaz tüketiminin önemli ölçüde artması beklendiğinden, az sayıdaki tedarikçi ülkeye olan bu ciddi bağımlılık durumu acil bir çözüm beklemektedir. Yeşil belgede ortaya konan muhtemel ortak eylemler için öncelik alanları şu şekilde belirtilmiştir:

⁶⁷ Avrupa Birliği'nde sera gazı salınımlarının %80'i enerji sektöründen kaynaklanmaktadır.

1. Tam anlamıyla rekabetçi bir iç enerji piyasası,
2. İç enerji arz piyasası politikasında *Üye Devletler* arasında dayanışma,
3. Enerji bileşiminde çeşitlilik, verimlilik ve sürdürülebilirlik,
4. İklim değişikliğiyle mücadelede entegre yaklaşım; enerji etkinliği, yenilenebilir ve düşük karbonlu enerji üretimi,
5. Enerji teknolojisi ve geliştirmesinde stratejik yaklaşım,
6. Tutarlı bir enerji dış politikası.

Yeşil belge 2009 yılında revize edilerek 2010 yılında benimsenecek yeni enerji eylem planının temelini oluşturacaktır. İç pazarın tamamlanması için *yeşil belge* tek Avrupa enerji şebekesi, Avrupa interkoneksiyon planı, tek Avrupa Enerji Düzenleyicisi ve rekabetin tesisi için şebekelerin ayrıştırılması gibi yeni ölçü ve kurallardan bahsetmektedir. İç pazarın tamamlanması, iklim değişikliği ile mücadele ve arz güvenliği ortak çözüm bekleyen ortak enerji kaygılarıdır. *Yeşil belge*, AB'nin Avusturya, Finlandiya ve Almanya dönem başkanlıkları ve Avrupa Parlamentosu için öncelikli alan olarak belirlenmiştir.

3.2.1 AB Yasal Çerçevesi

AB'nin bu doğal gaz piyasasına ilişkin yasal çerçevesini 2003/55/EC sayılı *Doğal Gaz Direktifi*, 1775/2005 sayılı *Tüzük*, 2004/67/EC sayılı *Doğal Gaz Arz Güvenliği Direktifi* ve *Enerji Şartı Anlaşması* oluşturmaktadır. 2003/55/EC direktifi elektrik ve doğal gaz için rekabetçi bir iç piyasanın önündeki engelleri kaldırmaya yöneliktir. Direktifin hedefleri “tüketicilere enerji kaynağı tedarikçisini seçme serbestisinin ve rekabet ortamının sağlanması, bağımsız düzenleyici kurulların oluşturulması, üçüncü taraflara şebekeye erişim hakkının tanınması, aşamalı bir piyasa açılımı ve hesap ayrıştırması sonucu çapraz sübvansiyonların önlenmesi” olarak belirtilmiştir.

AB genelinde enerji piyasalarının tam rekabete açılması amacı doğrultusunda; piyasa açılımı takviminin hane halkı dışındaki tüketiciler için 1 Temmuz 2004 ve tüm tüketiciler için ise 1 Temmuz 2007 tarihine kadar iki aşamalı bir yaklaşımla gerçekleştirilmesi zorunlu kılınmıştır. Direktifle ayrıca:

- Büyük ve orta ölçekli dağıtım şirketlerine taşımanın yasal olarak açılması,
- Üçüncü tarafların düzenlenmiş tarifelere göre taşıma ve dağıtım ağına erişimi,

- Doğal gaz depolama tesislerine müzakere yoluyla veya düzenlenmiş esaslara göre erişim,
- Özellikle serbest tüketiciler için kamu hizmet yükümlülüklerinin güçlendirilmesi,
- Kaynağın güvenliğinin izlenmesi,
- Her üye ülkede ortak asgari sorumluluklar seti ile düzenleyici otoritenin kurulmasının sağlanması, öngörülmüştür.

AB düzenlemelerinde fiyat kontrollerine ilişkin dört ana yaklaşım benimsenmiş olup bunlar *işsel getiri oranı regülasyonu*, *tavan fiyat regülasyonu*, *hasılat tavanı regülasyonu* ve *görelî rekabetten* oluşmaktadır. Nisan 2006'da Avrupa Komisyonu Taşımacılık ve Enerji Genel Müdürlüğü, "Avrupa Birliği doğal gaz ve elektrik direktiflerini birçok açıdan ihlal ettikleri ve direktiflerin gereğini uygulamada başarısız oldukları" gerekçesiyle onyedî⁶⁸ üye devlete resmi bir uyarı göndermiştir. Bu durum halen piyasa yoğunlaşmasının, hesap ayırıştırması yokluğunun, yetersiz piyasa entegrasyonunun, şeffaflığın yokluğunun ve fiyatların piyasa tabanlı olmayışının bir göstergesidir (OECD/IEA, 2006b: 95-96).

3.2.2 AB Tek Doğal Gaz Piyasası Oluşturma Çabaları

AB düzeyinde regülasyon boşluğunu gidermek üzere birçok süreç uygulanmaktadır. Tek bir piyasanın oluşması yönündeki bu süreçte *Avrupa Konseyi Enerji Düzenleyicileri Konseyi* (CEER)⁶⁹ ve *Avrupa Elektrik ve Doğal Gaz için Enerji Düzenleyicileri Grubu* (ERGEG) önemli rol oynamaktadır. Almanya'da 2005'te düzenleyici kurumun oluşturulmasıyla tüm üye ülkelerin düzenleyici otoriteleri bulunmaktadır. Aralık 2003'te AB Komisyonu, *Avrupa Elektrik ve Doğal Gaz Düzenleyicileri Grubu*'nu⁷⁰ kurmuştur. Bu şekilde CEER, ERGEG, Floransa ve Madrid Forumları iç piyasanın gelişimine önemli katkı sağlamıştır.

⁶⁸ Avusturya, Belçika, Çek Cum., Almanya, Estonya, İspanya, Finlandiya, Fransa, Yunanistan, İrlanda, İtalya, Litvanya, Letonya, Polonya, İsveç, Slovakya ve İngiltere.

⁶⁹ Mart 2000'de birçok düzenleyici kurumu çatısında bulundurarak kurulmuştur. CEER, AB ve Avrupa Ekonomik Alanı Üye Devletleri'nden enerji düzenleyicilerini bir araya getirmektedir. CEER, düzenleyiciler arasında bilgi alışverişi, sorunların karşılaştırılması, düzenlemeye tabi konularda görüşlerin ve ortak tutumların açıklanması açısından katılımcılar için bir çekim merkezi gibi hareket etmektedir. Aynı zamanda Kuzey Amerika'daki ve yeni üye devletlerdeki düzenleyici kuruluşlarla da yakından iş ilişkileri tesis etmektedir.

⁷⁰ ERGEG, doğal gaz ve elektrikte iç piyasaların kurulması ve izlenmesinde tavsiye ve yardım komisyonu niteliğindedir. Üyeleri AB'nin düzenleyici kuruluşlarıdır. ERGEG sadece resmî olarak Avrupa düzeyinde düzenleme işine bakma olarak belirlenmiş bir danışma kurumudur, herhangi bir yaptırım gücü olmayıp Komisyon'u bilgilendirir. Grup, ulusal düzenleyici otoriteler arasında ve bu otoriteler ile Komisyon arasında işbirliği için şeffaf bir platform sağlamaktadır. Bütün piyasa katılımcıları ve nihai tüketiciler ERGEG'in faaliyetlerine katkı sağlayabilir.

Halihazırda AB’de 250 milyon serbest tüketici bulunduğu tahmin edilmektedir. AB’de tek doğal gaz piyasası oluşturmak için üç aşama tespit edilmiştir. İlkinde, yıllık tüketim seviyelerine bakılmaksızın en azından tüm doğal gazla çalışan elektrik santralleri ve tüm diğer, yılda 25 milyon m³’ten daha çok tüketimi olan nihai tüketiciler 10 Ağustos 2000’den itibaren *serbest tüketici* (eligible) olarak tanımlanmalı ve bu aşamada piyasa açılımı en az %20 olmalıdır. Bunu takiben yıllık tüketim seviyelerine bakılmaksızın en azından tüm doğal gazla çalışan elektrik santralleri ve tüm diğer, yılda 15 milyon m³’ten daha çok tüketimi olan nihai tüketiciler 10 Ağustos 2003’ten itibaren serbest tüketici olarak tanımlanmalı ve bu aşamada piyasa açılımı da en az %28 olmalıdır.

Son aşamada bir önceki aşamadaki serbest tüketici şartı korunurken bu aşamada piyasa açılımı en az %33 olmalıdır. 2010 yılına kadar tüm üye ülkelerin piyasalarını %100 oranında rekabete açmış olması beklenmektedir. 2005 yılı itibariyle Avusturya, Danimarka, Almanya, İtalya, Hollanda, İspanya ve İngiltere yedi Avrupa ülkesi doğal gaz piyasalarını resmen tümüyle rekabete açmıştır. Serbestleşme seviyesi ve süreci ülkeden ülkeye ciddi farklılıklar göstermektedir⁷¹.

AB üye devletlerinde piyasa açılışı tekelci ya da en azından oligopolistik bir piyasa yapısından başlamıştır. Piyasa açılışı derecesi ve fiyat şeffaflığı karşılıklı etkileşim halindedir. Şeffaflık ihtiyacı piyasa açılışının gerçekleşmesiyle radikal biçimde artmaktadır. Sözleşmede fiyat bilgisi şeffaf olmadığı sürece, müşteri mevcut tedarikçi ile rakip tedarikçiler arasında asla bir karşılaştırma yapamayacak ve enerji tedarikçisi konusunda asla rasyonel kararlar veremeyecektir. Geçiş sürecinde, küçük tüketicileri korumak için *zorunlu liste fiyatları* (genel olarak uygunluk kriterlerini sağlayan tüm müşteriler için geçerli olan tarifeler), *teklif fiyatları* (genel olarak tüm müşterilere açık olan düzenlenmemiş tarifeler) ve *özel teklif fiyatları* (yalnızca küçük bir müşteri grubuna veya belirli bir müşteriye açık ve düzenlenmemiş tarifeler) gibi düzenlenmiş bazı tarife şekilleri söz konusu olabilmektedir (ERGEG, 2005b).

2001’den bu yana Avrupa Komisyonu sürekli ve düzenli olarak elektrik ve doğal gaz sektörlerine yönelik detaylı bir durum gözlemi yapmakta ‘*Dahili Elektrik ve Doğal Gaz Piyasalarının Uygulanmasına Yönelik En İyi Uygulamalar Raporları*’ hazırlamaktadır. En son 2005’te dördüncüsü yayınlanan en iyi uygulamalar raporuna göre yeni kurallar, ana hatları

⁷¹ Bkz. “Çizelge 11. EK (7). Avrupa Doğal Gaz Piyasa Açıklığı Derecesi”

*Lisbon Konseyi hedefleriyle*⁷² çizilen çerçevede rekabetçi bir elektrik ve doğal gaz sektörünün başarılması hedefine yönelik oluşturulmuştur.

3.2.2.2.1 Tüketicilerin Tedarikçilerini Seçme Serbestisi

Tedarikçilerini değiştirmek isteyen müşterilere çıkarılan maliyetler rekabetçi enerji piyasasına geçiş konusunda ciddi bir engel oluşturmaktadır. Müşteriler bir tedarikçiden diğerine geçemiyorlar (bunu çok pahalı ya da uygunsuz buluyorlar) ise, müşterilerin rekabetten fayda sağlamaları mümkün olmamakta ve rekabetin gelişimi engellenmektedir. Müşteriler uzun vadeli bir sözleşme ile belirli bir tedarikçiye bağlanacaklarından tedarikçi ve müşteriler arasındaki uzun vadeli *downstream* sözleşmelerinin yeni tedarikçilerin piyasaya girmesini önleme riski bulunmaktadır. Şebeke tarifeleri, alınan enerjinin kaynağına bakmaksızın ağ hizmetlerini kullanan tüm müşterilere eşit ve ayrımsız olarak açık olmalıdır (ERGEG, 2005a).

Piyasalarda görünen en iyi uygulama olgunlaşmış rekabetçi bir yapıya sahip İngiltere’de olduğu gibi ve büyük tüketicilerin yıllardır seçimlerini serbestçe yaptıkları İrlanda’da; kaynakların çeşitlendirilmiş sayılabilecek derecede olduğu Belçika, Danimarka ve Hollanda (son yıllarda da İtalya ve İspanya)’dadır. Anılan ülkelerde büyük tüketicilerin en az %30’unun tedarikçisini değiştirdiği tahmin edilmektedir. Doğal gaz için, dürüst ağ erişimi sadece maliyeti yansıtan erişim ücretlerini değil aynı zamanda piyasaya yeni girenlerin akışlarını destekleyen esnek koşulları da gerektirmektedir.

3.2.2.2.2 Tarife Yapıları ve Erişim Sistemi Seçimleri

Sekiz üye ülke yayınlanan tarifelere dayalı olarak kendi doğal gaz sistemine *düzenlenmiş* (regulated) erişimi seçmiştir. Üç üye ülke, *karma/müzakere edilen ve düzenlenen* (hybrid) erişimi seçmişlerdir. Danimarka ve Hollanda taşıma ağı ve depolama için *müzakere edilen* (negotiated) erişimi seçerken dağıtım ağı için ise düzenlenmiş erişimi seçmişlerdir. Fransa belirli koşullar ile gerekçeli bir bağımsız sözleşme olduğunda yalnızca istisnai durumlarda görüşmenin gerektiği düzenleyici tarafından onaylı yayınlanmış standart tarifeye dayalı bir erişim sistemini öngörmüştür. Belçika ve Almanya tüm sistem için *müzakere edilen ve düzenlenen* erişimi seçmişlerdir. Tarifeler bazında genellikle *giriş-çıkış* (entry-exit) ve *postal*

⁷² European Council Conclusions 24/3/2000 Nr: 100/1/00; AB’nin küresel ekonomik rekabet gücünün artırılmasına yönelik stratejiler arasında *iç piyasa* başlığı altında elektrik ve doğal gaz piyasalarının serbestleştirilmesi gereğine vurgu yapılmaktadır. http://www.europarl.europa.eu/summits/lis1_en.htm (15.07.2007; 19.00)

(postal) tarife metodolojileri benimsenmiştir⁷³. *Giriş-çıkış* modelinin birçok avantajı bulunmaktadır: şebekenin giriş noktasından çıkış noktasına doğru değerlendirilmesi tek bir işlemde yalnızca bir akdi partnerle sağlanabilmektedir. Ücretler yalnızca bir şebeke operatörüne ödenmektedir (CEC, 2003b).

İktisadi bir bakış açısından *uzaklığa bağlı* fiyat sinyallerinin doğal gaz piyasasının büyük yararına olduğu yönünde bir mutabakat mevcuttur. Avrupa ülkelerinin çoğunda (özellikle İtalya, Hollanda, Avusturya) uzaklığa bağlı tarife modelleri hem doğal gaz hem de elektrik sektörlerinde sağlam bir şekilde kurulmuştur (Deutsche Bank Research, 2003b: 13). Bununla beraber örneğin Almanya’da şebeke kullanım bedelleri çok yüksek bir seviyede seyretmektedir⁷⁴.

3.2.2.2.3 Dengeleme ve Depolama

Dengeleme kuralları, üçüncü taraf erişiminin ayrımcı olup olmadığının ve veri bir piyasanın katılımcılarının, özellikle de piyasaya yeni girişler için gerçekçi fırsatlar sunup sunmadığının en önemli yönlerinden biridir. Ürünün son kullanıcıya getirilme maliyetleri peşinen tahmin edilebilir olmalıdır. Bu tahmin, tedarik zincirinde oluşabilecek sorunların ve beklenmeyen talep şablonlarının olası finansal risklerini de kapsamalıdır. Finansal riskler kısmi olarak ilgili dengeleme kurallarından kaynaklanmaktadır. Doğal gaz, üretim alanından son kullanım hedefine fiziksel olarak giderken piyasa katılımcısının pek çok dengeleme rejimini göz önünde bulundurması gerekir. Böylece piyasa katılımcısı tüm piyasa riskini göz önünde bulundurur⁷⁵.

Genel bir ifade ile *fiziksel ve finansal dengeleme aktiviteleri* birbirinden ayırt edilmelidir. İletim sistemi operatörüne düşen rol, şebekenin fiziksel tolerans seviyelerinde güvenli olarak çalışması anlamına gelen ve süregiden bir eylem olan *sistem bütünlüğünün sağlanmasıdır ve tedarikçinin rolü* de siparişlerin ve yapılan *fiziksel giriş-çıkışın dengelenmesidir* (CEC, 2004a).

Tedarikçinin tolerans sınırları, bir başka deyişle dengeleme süresi ne kadar genişse bir iletim sistemi operatörü güvenli doğal gaz kaynaklarına erişmek için o kadar esnek araçlar için sözleşme yapmalıdır. Bu sözleşmeler sıklıkla alanın hakim piyasa katılımcısı tarafından ya da

⁷³ Bkz. “Çizelge 8. EK (4). Doğal Gaz Şebeke Tarifeleri”

⁷⁴ E.ON Ruhrgas ve Thyssengas’ın doğal gaz iletim fiyatları Kuzey ve Doğu Avrupa ülkelerindekine kıyasla (Belçika, Fransa, Birleşik Krallık, Hollanda ve Avusturya) ortalama olarak %9 ila %13 daha yüksek olup bu şirketlerin talep ettikleri doğal gaz depolama bedelleri de ortalama olarak % 12-18 daha yüksektir.

⁷⁵ Dengeleme kurallarının bir özeti için bkz. “Çizelge 9. EK (5). Doğal Gaz Dengeleme Kurallarının Özeti”

yıllık sabit harcamaların önemli bir miktarını oluşturan depolama için doğrudan bir sözleşme yolu ile sağlanır. Böylece sistemlerin “esnekliği” ile buna bağlı önemli, kamulaştırılmış harcamalar arasında çözümü en iyi şekilde yapacak bir seçim yapılması gerekir.

En iyi dengeleyici kuralların, *iletim sistemi operatörü ve düzenleyici yetkililerinin birlikte çabası sonucu* oluşabileceği düşünülmektedir. Genel olarak doğal gaz için rekabete dayalı bir piyasanın başlangıç safhasında *dengeleme sürelerinin daha uzun ve tolerans sürelerinin daha geniş olması* önerilmektedir. Böylece son olarak nihai müşteriler tarafından oluşturulacak olan piyasa katılımcıları arasında olacak harcamaların önemli bir kısmı sosyalize edilir. Değişken tüketicilere karşı düşük değişiklik faktörlü, kararlı ve sabit tüketim yapan nihai tüketiciler lehine çapraz sübvansiyon yapılması, piyasa olanaklarını yeni girenler için kolaylaştırır (CEC, 2004a).

İletim ağlarından farklı olarak, depolama her durumda bir doğal tekel olmayabilir. Aynı hizmeti belirli bir seviyeye kadar karşılayabilecek başka esneklik enstrümanları da vardır. Fakat aynı zamanda, depolamanın geliştirilmesi için uygun jeolojik şartlar da sınırlı miktardadır. Bunlar genelde boşaltılmış alanlardır ve büyük ölçüde sorumlu şirketin yönetimindedir. 2003/55/EC Direktifi rekabette teknik ve ekonomik olarak gerekli depolama için *müzakere edilmiş erişimi* gerektirmektedir.

3.2.3 AB’deki Gelişmiş Doğal Gaz Piyasaları

3.2.3.1 İngiltere Doğal Gaz Piyasası Regülasyonu

Genel anlamda İngiltere doğal gaz piyasasının tam olarak serbestleştiği söylenebilir. Yüksek oranda rekabetçi bir *upstream* sektörü oluşmuştur. İngiltere’de tüketilen doğal gazın çoğu ülke içinde üretilmektedir. Bu üretim, sahiplikleri değişen ve kıyıda uzakta bulunan doğal gaz sahalarında yapılmaktadır.⁷⁶ *National Grid Transco*, İngiltere’deki temel doğal gaz iletim sisteminin sahibi, işleticisi ve geliştiricisidir. Bu da, Transco’nun ulusal iletim sistemi ve 8 dağıtım ağı içerisinde 275.000 km’lik bir boru hattı iletim ve dağıtım ve ağını temsil etmektedir (OECD/IEA, 2004a: 396). Kuzey Denizi’ndeki 45 petrol ve doğal gaz üreticisi doğal gaz üretiminin %71’ini gerçekleştirmektedir (DTI, 2005).

⁷⁶ İngiltere doğal gaz altyapısını ayrıntılı gösteren harita için Bkz. Şekil 14. EK (12). İngiltere ve Almanya Doğal Gaz Altyapısı.

Piyasadaki en büyük şirket olan Centrica 2006'da 16,2 milyar m³ doğal gaz satışı yapmıştır⁷⁷. *Total*, *BP*, *Statoil* ve *Gaz de France* gibi büyük doğal gaz üreticileri ve *Powergen* ile *Centrica* gibi elektrik üreticileri, sınavi tüketicilere doğal gaz arzında baskın konumdadır. Hanehalkına doğal gaz arzı piyasasında ise Centrica, 2006'dan bu yana %51'lik payı ile hakim konumda iken onu sırasıyla *PowerGen* ve *SSE* şirketleri (%10'dan fazla payla) takip etmektedir. Doğal gaz arama, üretim ve saha geliştirme sektöründeki başlıca şirketler *BP*, *ChevronTexaco*, *ExxonMobil*, *Shell*, *Conoco*, *Total*, *Amerada Hess*, *Enterprise*, *ENI* ve *Statoil*'dir.

İngiltere'deki doğal gazın büyük bir kısmı (%70), serbestleşme öncesi periyottaki gibi uzun dönemli sözleşmelerle satılmaya devam etmektedir. Birçok elektrik üreticisi, yüksek fiyatlı anlaşmalara tâbidir. İngiltere'de doğal gazın denizdeki (offshore) üretim bölgesinden karaya (onshore) ulaştığı terminalde satın alındığı *kıyı sözleşmesi* ve satıcılarla alıcıların Transco'da doğal gaz ticareti yaptığı *NBP sözleşmesi* olmak üzere temel olarak iki doğal gaz sözleşme tipi mevcuttur. Bu sözleşmelere göre, performans periyotlarında ve günlük akış temelinde tanımlanan miktarlar dahil olmak üzere belirli bir kapasiteye göre doğal gaz ticareti yapılır. Uzun vadeli anlaşmalara zıt olarak spot ticaret, genelde sabit günlük akışa sahip doğal gaz için yapılır. Bu, özellikle NBP ticareti için geçerlidir.

İngiltere'de devlet mülkiyetinin reddedilmesiyle Weyman-Jones (2003) tarafından ayrıntıları ortaya konan teşvik temelli *RPI-X* fiyat düzenleme modeli geliştirilmiştir. Maliyet tasarrufunu motive etmediği düşünülen ve Kuzey Amerika'da yaygın olarak kullanılan maliyet artı kâr regülasyonunun uygulanması istenmemiştir (Averch ve Johnson, 1962). Buna zıt olarak *RPI-X* regülasyonu, önceden belirlenmiş bir fiyat değeri ayarlanarak rekabetçi piyasalarda bulunan maliyet verimine ilişkin güdülerini örnek alacak şekilde tasarlanmıştır. İlkede bu, kârı artırmak için maliyeti düşürme güdüsüyle, “*fiyatı belirleyen (price-making) doğal tekel*”den “*fiyatı veri olarak alan (price-taking) bir yapı*”ya geçişi sağlayacaktır. Bu geçişte Telekomünikasyon Ofisi (*OFTEL*), Doğal Gaz Tedarik Ofisi (*OFGAS*), Su Hizmetleri Ofisi (*OFWAT*), Elektrik Düzenleme Ofisi (*OFFER*) ve Demiryolu Düzenleme Ofisi (*ORR*) olmak üzere düzenleyici kurumlar oluşturulmuştur.

1995 tarihli *Doğal Gaz Yasası*, doğal gaz endüstrisinin iletim, dağıtım ve tedarik kısımlarına ayrıştırılmasını gerektirmektedir ve hem doğal tekel iletim faaliyeti hem de potansiyel olarak

⁷⁷ Onu sırasıyla bölgesel elektril şirketleri olan E.ON UK/PowerGen (8,6 milyar m³), RWE/nPower (5,2 milyar m³), Scottish Power (4,1 milyar m³), Total (3,8 milyar m³) ve EDF Energy (3,4 milyar m³) izlemiştir. BP, Gaz de France, SSE ve Statoil gibi piyasadaki diğer başlıca şirketlerin satış rakamlarına ise ulaşamamıştır (satış rakamları CERA, 2007c'den alınmıştır).

rekabetçi olan dağıtım ve tedarik işlerini aynı şirketin yapmasını yasaklamaktadır. Bu nedenle *Doğal Gaz Yasası*, *British Gas*'ın 1997'de doğrudan "gönüllü" olarak bölünmesini sağlamıştır. Düzenlenmiş doğal tekel depolama, iletim ve dağıtım faaliyetleri *Transco*'da ve diğer çeşitli faaliyetler *British Gas Plc*'de birleşerek tedarik faaliyeti *Centrica*'nın olmuş ve British Gas olarak alım-satım yapmaya devam etmesine izin verilmiştir (Weir, 1999). Bununla birlikte elektrik ve doğal gaz piyasasında sonradan meydana gelen değişiklikler, OFGAS ve OFFER'in, 2000 yılındaki *Kamu Kolaylıkları Yasası*'nın hükümlerine göre *Doğal Gaz ve Elektrik Piyasa Ofisi*'ni (*OFGEM*) oluşturmak üzere birleşmesine neden olmuştur.

Düzenleyici olan *OFGEM*'in ana rolleri, doğal gaz ve elektrik piyasaları için uygun piyasa kurallarını sağlamak, bu kurallar içerisindeki davranışları izlemek ve piyasa gücünün suistimali konusundaki her türlü problemi çözmektir. *OFGEM*'in aynı zamanda elektrik ve doğal gaz ağı "doğal tekel"inin etkili düzenlenmesi sayesinde uygun teşvikler sağlama konusunda da önemli bir rolü vardır. Buradaki amaç, kapasitenin zamanında büyütülmesi ve sistemin etkin olarak çalıştırılmasıdır. Mevcut doğal gaz planlaması ve yatırımları *Transco* tarafından yapılmaktadır. Düzenlenen şirketin doğal gaz taşıma lisansı'na göre, *Tranco*'nun ulusal iletim sistemlerini günlük zirve talebi karşılamak için geliştirmesi ve sürdürmesi gerekmektedir.

OFGEM'in doğal gazla ilgili iki temel görevi, *Transco*'nun şebekesinin kullandığı tarifelerin yapılarının ve seviyelerinin onaylanması ve doğal gazda rekabetin denetlenmesidir. *OFGEM* ile bir şirket arasında anlaşmazlık olması durumunda, sorunun çözülmesi için *Rekabet Kurumu*'na başvurulabilir. Ancak *OFGEM*'in Rekabet Kurumu'nun kararını kabul etmesi zorunlu olmadığından ve iki kurum arasındaki güç dengesi açık olmadığından, bu durum süregelen karışıklığın odağı olmuştur.

İngiltere'de 112 adet aktif doğal gaz tedarikçisi bulunmaktadır. En büyük üç tedarikçi, doğal gazın yaklaşık %80'ini sağlamaktadır. Piyasa açılışından bu yana tedarikçisini değiştiren büyük serbest tüketicilerin oranı %50, küçük ticari tüketicilerin oranı ise %47'dir. İngiltere doğal gaz piyasası, *NBP*'yi ve *Transco* ve diğer 10 iletim şirketi tarafından 1996'da oluşturulan *Şebeke Kodu*'nu esas almaktadır. *NBP*, doğal gaz mülkiyetinin fiktif devir noktasıdır. Bu şekilde *Transco*; enerji tesisleri, depolama tesisleri, yerel dağıtım sistemleri ve *Zeebrugge* hub'ı dahil olmak üzere şebekeye ilişkin herhangi bir giriş noktasından herhangi bir çıkış noktasına doğal gaz arz ve talebini dengeler.

Karadaki tüm doğal gaz boru hatları, *düzenlenmiş üçüncü kişilerin erişimi rejimine* tâbî olup sistem kullanımına ilişkin tarifeler, *OFGEM* tarafından yayınlanmaktadır. İletim ücretleri, herhangi belirli bir yılda Transco'nun iletim için kazanabildiği maksimum kârı sağlayan bir fiyat kontrol formülüne uygun olacak şekilde tasarlanmıştır. OFGEM (2001)'e göre doğal gaz tedarikçilerinin tipik maliyetleri aşağıda verilmektedir. Buna göre rekabet, tekel işletme maliyetlerini eski durumuna kıyasla yarısından daha çok düşürebilir.

Çizelge 4. Bir Doğal Gaz Tedarikçisinin Tipik Maliyetleri

Maliyet	£/müşteri/yıl
İşletme Maliyeti	20
Kâr	11.53
Satış ve Pazarlama Maliyeti	10
Toplam	41.53

Kaynak: OFGEM, 2001.

3.2.3.2 Almanya Doğal Gaz Piyasası Regülasyonu

Almanya coğrafi olarak merkezi konumda olması ve başlıca doğal gaz tedarikçilerinin Almanya üzerinden geçen doğal gaz akışı sayesinde Avrupa doğal gazı için satranç tahtasında anahtar öge konumdadır. Bu doğal gaz akışları özellikle Fransa'ya giden Rus doğal gazı, İtalya'ya giden Hollanda doğal gazı ve İngiltere'ye gidecek Rus doğal gazıdır. Piyasada çok sayıda büyük oyuncunun olması farklı doğal gaz şirketlerine ait çeşitli taşımacılık sistemleri ile sonuçlanmıştır⁷⁸. Almanya ihtiyacı olan doğal gazın yüzde 80'inden fazlasını öncelikle Rusya ve Hollanda'dan⁷⁹, ayrıca İngiltere ve Danimarka'dan ithal etmektedir. Rusya, 2006 yılındaki 36,54 milyar m³'lük ihracat değeriyle Almanya'nın halihazırda bir numaralı tedarikçisi olup öyle kalması beklenmektedir, Rusya'yı sırasıyla Norveç (26,8 milyar m³) ve Hollanda (21,3 milyar m³) izlemektedir⁸⁰.

Almanya doğal gaz sektörü, *bölgeler üstü*, *bölgesel* ve *yerel* olmak üzere çok katmanlı yapısı ve yüzlerce doğal gaz şirketi ile karakterize olmuştur. Doğal gaz ithalatı (tedariki) ve bölgeler üstü iletimi *E.On Ruhrgas*, *RWE*, *VNG*, *Wingas* ve *BEB* olmak üzere beş büyük şirket tarafından

⁷⁸ Almanya doğal gaz boru hatlarını ayrıntılı gösteren harita için Bkz. Şekil 14. EK (12). İngiltere ve Almanya Doğal Gaz Altyapısı.

⁷⁹ Almanya'nın halihazırda Hollanda'yla 16 milyar m³/yıl, Norveç'le 27,2 milyar m³/yıl ve Rusya'yla (13,5 milyar m³/yıl Yamal Boru Hattı ile ve 13 milyar m³/yıl Çek sistemi üzerinden) ithalat sözleşmeleri bulunmaktadır (DTI, 2005).

⁸⁰ Kaynaklar: BP, 2007; CERA, 2005; DOE/EIA, 2006b.

yapılmaktadır. Bölgesel iletim faaliyetini 24 şirket ve yerel dağıtım faaliyetini yaklaşık 720 dağıtım şirketi yapmaktadır (CEC, 2007: 37). Doğal gaz, piyasa yapısına çok katmanlı halde verilerek nihai tüketiciye ulaşmadan önce iki ya da üç kez satılabilir.

Doğal gaz toptan satış sektöründe yüzlerce dağıtım şirketine sahip ya da ortak olan *E.ON Ruhrgas* (bölgesel dağıtım şirketlerinin %30'unu kontrol etmektedir⁸¹), *Wingas* ve *RWE-Thyssen* şirketlerinin ayrı bir konumu bulunmaktadır. Bu durum nedeniyle de teorik olarak tam rekabetçi görünen doğal gaz piyasası hakkında ciddi karmaşıklık ve belirsizlik bulunmaktadır. Almanya'daki elektrik ve doğal gaz fiyatları 25 üyeli AB'de en yüksek seviyededir. Ruhrgas'ın Alman doğal gaz piyasası üzerindeki tekeli durumunun kontrolü altında Almanya'nın doğal gaz altyapısı oldukça gelişmiştir⁸². 2005 yılında (toplam 302 müşteri olmak üzere) büyük sanayi tüketicilerinin %0,74'ü ile konut tüketicilerinin %0,01'i ve diğer sınıai tüketicilerin %0,12'si tedarikçisini değiştirmiştir (CEC, 2007: 40).

Doğal gaz sektörü anti-tekelleme yasası ile kapsanmış olup endüstri temsilcileri ve enerji tüketicileri tarife seviyeleri ve metodoloji için düzenli gözden geçirme şartı ile gönüllü bir uzlaşmaya varmışlardır. Müzakere edilen tarife, müşterilere 20 GWh/yıl'dan daha fazla doğal gaz verilmesi durumunda geçerlilik kazanmaktadır. Bu eşğin altında belediye tipi tarifeler uygulanmaktadır. Üçüncü kişilerin erişimi ve tarifeler, Temmuz 2005'te yeni enerji yasası ile çıkan iki yönetmelikte tanımlanmıştır. Tarifeler önce düzenleyiciler (ya da federal düzenleyiciler) tarafından onaylanacak (*ex ante*) ve yeni bir teşvik düzenlemesi sunulana kadar başlangıç olarak maliyet yönlü olacaktır⁸³.

Almanya doğal gaz sektörü için yapılan çalışmalarda iki yanlı monopol durumundan (doğal gaz üreticisi ve ilericisi olan şirket ve büyük endüstriyel tüketicilerin olduğu durum) tamamen rekabetçi bir piyasaya geçişin mutlaka daha düşük piyasa fiyatlarına erişimi sağlamayabildiğini; toplam arzın da gerçekte azalabildiğini ya da artabildiğini ortaya koymuştur. Bununla beraber Almanya doğal gaz sektöründe, elektrik sektöründe olduğu gibi hala piyasadaki yüksek dikey ve yatay yoğunlaşma ve bunun sonucu olarak mevcut çapraz sübvansiyonlar ve ayrıştırmanın

⁸¹ Birçok doğal gaz dağıtım şirketinde azınlık hisselerini elinde bulunduran Thüga adlı şirket vasıtasıyla E. ON Ruhrgas bu şirketlerin satın alma politikalarını kontrol altında tutarak ana şirketinin piyasa payını korumasını garanti altına almakta, böylelikle E. ON, Almanya toptan satış piyasasının %60'ına egemen olmaktadır (CEC, 2007: 37).

⁸² 10750 km'lik bir doğal gaz iletim hattı oluşmuştur (CERA, 2007a; CERA, 2007b)).

⁸³ Piyasa şartları üzerinde anlaşmaya varmanın zorluğu kabullenilerek ve bir enerji düzenleyicisi gerektiren 2003/55/EC sayılı Direktif'in baskısı altında, hükümet doğal gaz ve elektrik piyasalarını düzenleyen bir otorite oluşturabilmiştir. Hükümet, şimdiki adı Federal Ağ Ajansı -BNA- olan *Posta ve Telekomünikasyonlar için Düzenleyici*'yi enerji sektörü düzenleyicisi olarak seçmiştir. Yüzbinden az müşterisi olan şebeke operatörleri isterlerse, eyaletler (Länder) sorumluluğu BNA'ya verdikleri sürece, federal düzeyde düzenlenebilirler. BNA şu anda teşvik düzenlemesi yerleşene kadar ağ erişimi ve doğal gaz için ağ erişim ücretlerinin ön gözden geçirmesi ve ağ erişiminin izlenmesinden sorumludur. BNA ayrıca yeni teşvik düzenlemesinin tasarlanmasından da sorumludur.

yetersizliği de Almanya’da rekabetin ne kadar hayata geçirildiği konusunu tartışmaya açık bırakmaktadır.

3.2.4 AB Doğal Gaz Piyasasına İlişkin Değerlendirme

Doğal gaz için büyük tüketici piyasalarının olduğu İngiltere, Almanya ve İtalya gibi piyasalarda *deregülasyon* tüketiciler için çok önemli bir konu olmaktadır. Bununla beraber Norveç gibi göreceli önemi üreticiliğinden gelen ve yerli tüketimi olmayan, tüketimi çoğunlukla hidroelektrik enerjiden karşılayan ülkelerde ise bu süreç daha yavaş işlemektedir. Norveç’te deregülasyon konuları üreticileri, tedarikçileri ve taşıyıcıları ilgilendiren konularda yoğunlaşmaktadır (CEC, 2005a).

İç piyasadaki doğal gaz üretimi, talep artışlarını karşılayamamakta ve çoğu ülkede piyasada büyük oyuncular bulunmaktadır. Az sayıda yerli kaynak, tekelci dış tedarik alanlarına güçlü bağımlılık, korunmuş piyasalar ve upstream’deki büyük ekonomik ölçek meselesi doğal gaz üretimi alanında sınırlı sayıda rekabetçi bulunmasının ana nedenlerindendir⁸⁴. Bu şartlar altında, erişilebilir piyasalar sağlanması ve yeni oyuncuların piyasaya girmesinin cazip kılınması büyük önem taşımaktadır.

Doğal gaz direktifi, doğal gaz işletmecilerinin iletim, depolama, ticaret ve dağıtım olarak adlandırılan entegre faaliyetleri için hesap ayırıştırması yapma zorunluluğu, üçüncü kişilerin şebekeye erişim rejimi çerçevesinde serbest tüketicilerin istedikleri yetkilendirilmiş işletmeci ile doğal gaz sözleşmesi yapabilmeleri gibi faktörlere odaklanmıştır. AB resmi belgelerinde piyasanın açılma amacının 25 ulusal piyasayı yan yana koymak değil, *tek bir elektrik ve doğal gaz piyasası* oluşturmak olduğu belirtilmektedir. Halihazırdaki piyasa entegrasyonu ve rekabetten dolayı fiyatlarda aşağı yönlü baskı yeterli olmayıp, iç piyasada geçerli olan önemli fiyat farkları ve sınır ötesi ticaretin seviyesinin düşüklüğü gibi iki anahtar gösterge bu sonuca işaret etmektedir. Genel olarak Avrupa’da doğal gaz için üçüncü taraf erişim rejimi elektrik için olduğu kadar iyi gelişmemiştir⁸⁵. “Ağ vergileri ve diğer önemli piyasa kuralları ile ilgili olarak alınan kararlar piyasanın gelişimini şekillendirmeye devam etmektedir” (CEC, 2005a; CEC, 2007).

⁸⁴ Bkz. Çizelge 12. EK (8). Doğal Gazın İthalat ve Üretiminde Piyasa Yapısı.

⁸⁵ Bkz. “Çizelge 10. EK (6) Düzenlenmiş Üçüncü Taraf Erişiminin Özeti”

Piyasa açılışı ve rekabetin seviyesi İngiltere, Hollanda, İrlanda ve İtalya’da yüksek düzeydedir. Doğal gaz toptan satış şirketlerinin çoğu Almanya ve İtalya’da tescilli olup bunları İspanya ve Polonya takip etmektedir. Toptan satış piyasasında genellikle çok büyük birkaç şirket hakim konumdadır. Avrupa Komisyonu’nun bir raporunda (CEC, 2005c) belirtildiği gibi “ulusal düzeydeki temel bir sorun genellikle piyasaya doğal gazın hemen hepsini tek bir şirketin getirmesidir”. Bunun rekabet potansiyelinde önemli bir etkisi bulunmaktadır. Hatta tedarikçi sayısı çok sayıda olsa dahi dağıtım şirketlerinin ve serbest tüketicilerin aynı toptancıdan doğal gazı satın almaları halinde tedarikçilerin aralarındaki rekabet etkisiz olacaktır. Komşu ülkelerle olan *şebeke entegrasyonunun derecesi* de serbestleşme sürecinin hızını gözle görülür biçimde etkilemektedir⁸⁶. Bireysel olarak iletim sistemlerinin ücretlendirme yapıları arasındaki tutarsızlık da bazı alanlarda rekabeti engellemektedir. Rapor (CEC 2005a) bu durumu doğal gazın Belçika’daki *Zeebrugge*’dan Macaristan’daki *Budapeşte*’ye taşınması örneğiyle anlatmaktadır. Bu tür bir taşıma en azından beş değişik şebekenin kullanımını gerektirmekte ve bu ücretlerin hesaplanmasındaki karmaşıklık da herhangi bir potansiyel şebeke kullanıcılarına ciddi bir ters müşevvik oluşturmaktadır.

Yunanistan, Letonya, Portekiz, Slovakya, Finlandiya ve İsveç’te üretim ve ithalattan sorumlu bir devlet tekeli durumunda tek bir kurum bulunmaktadır. Bu ülkelerde rekabet seviyesi geliştirilmemiş ya da (şu ana kadar) işlev görmemektedir. Temmuz 2007 itibarıyla tüm tüketiciler kendi doğal gaz tedarikçisini seçmede serbest olduklarından piyasanın rekabete açılması; müşteriler açısından doğal gazın sürdürülebilirlik derecesi ve fiyat şeffaflığını da sağlayabilir. Bir doğal gaz üreticisinin her zaman mutlaka toptancı da olması gerekmemektedir. Toptancıların çoğu Almanya’da (760 şirket ile) bulunmaktayken, onu çok geriden İtalya (410 şirket ile) izlemektedir⁸⁷.

Doğal gazda toptan ticaret, *hub*ların geliştirilmesi ile yaygınlaşmaktadır. İngiltere piyasası ağdaki “sanal” bir denge noktasına bağlı konumdadır. Benzer şekilde, Hollanda ve İtalya’da da sanal *hub*lar kurulmuştur. Almanya’da *Bunde*’de, Belçika’da *Zeebrugge*’da ve Avusturya’da *Baumgarten*’de de diğer *hub*’lar oluşturulmuştur. Ancak bu *hub*lardaki ticaret henüz likit değildir. *Hub*ların henüz gelişmediği birçok piyasa da mevcuttur.

AB çapında rekabet, pek çok piyasada hala başarısızdır. Birçok piyasadaki yoğunlaşma yüksek kalmış ve piyasa açılması başladığı için sanayi daha da konsolide olmuştur. Piyasaya

⁸⁶ Bkz. “Çizelge 11. EK (7). Avrupa Doğal Gaz Piyasa Açıklığı Derecesi” ve “Çizelge 12. EK (8). Doğal Gazın İthalat ve Üretiminde Piyasa Yapısı”.

⁸⁷ Bkz. “Çizelge 13. EK (9). AB Piyasalarında Toptan Satış Yapan Tedarikçiler”

yeni girenlerin sayısı son zamanlarda azalma eğilimi göstermektedir. Rekabet açısından İngiltere doğal gaz piyasası, Avrupa Komisyonu tarafından bir model olarak değerlendirilmektedir. Piyasadaki müşterilerin en yüksek tedarikçisini değiştirme oranları⁸⁸ piyasa açılışının kısmen başarılı olduğunu vurgulamaktadır.

3.3. TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASASI

Yüksek ve kronik enflasyon, büyük kamu açıkları, sıklıkla meydana gelen cari işlemler krizleri ve artan borç geçmişte Türk ekonomisindeki büyümenin en önemli engellerinden olmuştur. Kişi başına düşen milli gelirin 1970-2003 yılları arasında yıllık ortalama %2’lik büyüme oranı ile – Doğu Asya’daki yükselen piyasalardaki kişi başına gelirdeki büyümenin yarısından daha az ve Latin Amerika’daki ülkelerde görülen büyümeye çok yakın olarak- uzun dönemli büyüme görece yavaş olmuştur. AB’ye 2004’te tam üye olan Doğu ve Merkezi Avrupa’daki geçiş ekonomileri dahi 1993-2003 döneminde Türkiye’den çok hızlı büyümüşdür (The World Bank, 2006c: 5). 2001 yılındaki rekor düzeyde milli gelir küçülmesini takip eden yıllarda, 2002’den bu yana Türk ekonomisi ciddi şekilde toparlanmıştır.

Türk ekonomisi 2004 yılında dünyanın en hızlı ve güçlü büyüyen ekonomileri arasında yerini almış, 2002-2004 döneminde yıllık büyüme hızı ortalama olarak %8 oranında teşekkül etmiş ve 55 yıldan sonra ilk kez arka arkaya üç yıl boyunca ortalama olarak %6’nın üzerinde büyümüşdür (The World Bank, 2006a: 4). 2002’de 184 milyar \$ olan GSYİH, 2006’da 387 milyar \$’a; kişi başına düşen GSYİH 2600 \$ iken 2006’da 5300 \$’a yükselmiştir. GSYİH’nın 2007’de 436 milyar \$, 2008’de ise 477 milyar \$ olacağı hesaplanmaktadır (Deutsche Bank Research, 2007)⁸⁹.

2000-2004 döneminde enerji sektöründe özel sektör katılımıyla altyapı projelerine yapılan yatırım tutarı 4,835 milyar \$ olmuştur (The World Bank, 2006b: 268). Kamu iktisadi teşebbüslerinin 2002’den önceki büyük zararları 2002-2005 döneminde yerini ılımlı “fazla”lara bırakmıştır. Enerji, telekomünikasyon alanlarında düzenlemeye yönelik çerçeveler ve kurumlar oluşturulmuş, kamu işletmeleri artan oranda ticari kaygıları ön plana alarak çalıştırılmıştır (Kavalsky, 2006).

Türkiye’de petrol ve doğal gaz dünyanın diğer çoğu ülkesinde olduğu gibi enerji tüketiminde başlıca payı temsil etmektedir. Yerli kaynakları artan enerji talebini karşılamaktan uzak

⁸⁸ Hanehalkı tüketicilerinin %47’si, küçük ve orta ölçekli sınai tüketicilerin %75’i ve büyük ölçekli sınai tüketicilerin %85’i tedarikçisini değiştirmiştir (CERA, 2007a).

⁸⁹ 2007’de kişi başına düşen GSYİH’nın ise 5700 \$ olacağı hesaplanmaktadır (Deutsche Bank Research, 2007).

olduğundan Türkiye ciddi miktarda petrol ve doğal gazı artan bir şekilde ithal etmektedir. Yüksek iktisadi büyüme ve artan refah seviyesinin bir sonucu olarak gelişen yeni tüketim alışkanlıkları neticesinde birincil enerji tüketimi yıllık ortalama yaklaşık %6 oranında bir büyüme hızıyla büyümektedir.

3.3.1 Doğal Gaz Piyasasında Serbestleştirme

Türkiye doğal gaz piyasasına ilişkin yasal çerçeve ilk kez 6326 sayılı *Petrol Yasası* ile oluşturulmuştur. Doğal gazla ilgili faaliyetler ilk kez *TPAO* eliyle yürütülmüş ve *TPAO*'ya bağlı bir şirket olarak *BOTAŞ* bu işlerin yürütülmesinden yükümlü tutulmuştur. 1987'de doğal gaz iletim ve ticaret faaliyetlerini de yüklenen *BOTAŞ*, doğal gaz piyasasındaki tek piyasa oyuncusu olmuştur. Doğal gaz piyasa faaliyetleri (Bakanlar Kurulu'nun 397 Sayılı Doğal Gazın Kullanımı ile ilgili KHK ile doğal gazın ithali, dağıtımı, satışı ve fiyatlandırılması) konusunda yasal tekel konumundaki *BOTAŞ*'ın, "Türkiye doğal gaz piyasasının rekabete açılmasını sağlamak" amacıyla hazırlanan 2001 yılında TBMM'de kabul edilen ve 2002'de yürürlüğe giren 4646 Sayılı *Doğal Gaz Piyasası Kanunu* ile resmi olarak bu konumu sona ermiş ve *EPDK* piyasanın düzenlenmesinden sorumlu düzenleyici otorite olmuştur.

EPDK piyasada düzenlemeye ilişkin yasal yetkiyi Kasım 2002'de devralmış ve *EPDK*'nın kuruluşundan bu yana elektrik ve doğal gaz piyasaları için 4646 sayılı kanunda öngörülen geçiş dönemine ait ikincil mevzuat çalışmaları tamamlanmıştır⁹⁰. *EPDK*, doğal gaz piyasasında faaliyet göstermek isteyen şirketlerin lisans başvurularını değerlendirmekte, firmalara yedi faaliyet alanıyla ilgili lisans vermektedir. *EPDK*, şehir içi dağıtım lisans ihalelerine çıkmış, iletim şirketi (*BOTAŞ*) tarafından iletim hattı ulaştırılan 43 dağıtım bölgesinde dağıtım şirketleri faaliyete başlamıştır. Avrupa Komisyonu'nun 98/30/EC direktifiyle AB doğalgaz piyasalarında başlatılmış ve 2003/55/EC direktifi ile hız kazanmış olan serbestleşme ve rekabete açılma sürecine uyumun sağlanmasını⁹¹ da getirmesi umulan olan bu yasanın amacı, "doğal gazın kaliteli, sürekli, ucuz, rekabete dayalı esaslar çerçevesinde çevreye zarar vermeyecek şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, doğal gaz piyasasının serbestleştirilerek finansal açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir doğal gaz piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması" olarak belirlenmiştir.

⁹⁰ Aynı zamanda 2007-2013 yılları arasında çıkarılacak yasalar ve ikincil mevzuatı belirten Türkiye'nin AB Müktesebatına Uyum Programı Çerçevesinde, 01.10.2008-30.09.2009 yasama döneminde özel sektör ithalatına ve piyasanın serbestleşmesine yönelik hususların düzenlenmesine yönelik ve olağanüstü veya kriz durumlarında doğal gaz sektöründe alınması gereken önlemleri içeren "Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nda Değişiklik Yapılmasına İlişkin Kanun" çıkarılması taahhüt edilmiştir (ABGS, 2007).

⁹¹ Bkz. Çizelge 14. EK (10). AB Doğal Gaz Direktifi ve Doğal Gaz Piyasası Yasası Karşılaştırması.

Yasa kapsamında aynı zamanda *serbest tüketicilerin* de tanımı yer almaktadır. Bu tanıma göre yıllık belli miktarlardan fazla tüketim yapan tüketiciler, elektrik üretim santralleri, kojenerasyon tesisleri ve üretim amaçlı doğal gaz tüketen şirketler serbest tüketici olarak belirlenmiştir⁹². Bu yasayla doğal gazın ithali, iletimi, dağıtımı, depolanması, pazarlanması, ticareti ve ihracatı ile bu faaliyetlere ilişkin tüm gerçek ve tüzel kişilerin hak ve yükümlülüklerinin düzenlenmesi hedeflenmiştir. Doğal gaz piyasa faaliyetleri aşağıdaki ana başlıklarda toplanmıştır:

- **İthalat:** İthalatçı şirketler lisans almak kaydıyla yıllık ulusal tüketimin %20'sini aşmayacak miktarlarda ithal ettiği doğal gazın ihracatını yapma, bu doğal gazı toptan satış şirketlerine, ihracatçı şirketlere ve serbest tüketicilere pazarlama hakkına sahiptir. Aynı zamanda ithalatçı şirketler ithal edeceği doğal gazın %10'unu depolayabileceği depolama olanaklarını 5 yıl içerisinde sağlamak zorundadır.

- **Üretim:** Üretici şirketler arama ve üretim için gerekli olan işletme ruhsatını Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'ndan alacak ve gerçekleştirecekleri üretimin ancak yıllık ulusal tüketimin %20'lik kısmına kadar olan miktarı serbest tüketicilere, geri kalanını ise toptan satış şirketlerine, ithalatçı şirketlere ve dağıtım şirketlerine pazarlayabilecektir. Bunlar, aynı zamanda lisans almak kaydıyla ürettikleri doğal gazın ihracatını da gerçekleştirebilirler. Eğer yıllık üretimleri yıllık ulusal tüketimin %20'si olarak belirlenen serbest tüketici limitinin altında gerçekleşmekte ise üretimlerinin tümünü doğrudan tüketicilere satabilecektir.

- **İletim:** Özel şirketler transit (uluslararası) boru hatları dahil olmak üzere yerel ve bölgesel iletim şebekesi inşa edebilecek, işletebilecek ve mülkiyetine de sahip olabilecektir. Ancak mevcut, inşa halindeki ve planlanan ulusal iletim hatlarının mülkiyeti BOTAŞ'a aittir. İletim konusunda ana sisteme giriş için tüm kullanıcılara eşit haklar sağlanacaktır.

- **Depolama:** Depolama şirketleri piyasadaki tüm şirketlere sahip oldukları depolama olanaklarını eşit ve tarafsız bir biçimde sunmakla yükümlüdür. Aynı zamanda üretim şirketleri de lisans aldıkları takdirde depolama faaliyetinde bulunabileceklerdir.

⁹² 4646 sayılı yasa yürürlüğe girmeden önce dağıtım faaliyeti yapan Eskişehir, Bursa, Ankara, İstanbul, Adapazarı şehirlerinde genellikle yıllık tüketimi 1 milyon ve 5 milyon m³'ten; EPDK tarafından dağıtım ihaleleri yapılan dağıtım bölgelerindeki yıllık tüketimi 15 milyon m³'ten çok olan tüketiciler "serbest tüketici" tanımına ve kategorisine girmektedir. Serbest tüketici olmak için gerekli eşik değerler her yıl EPDK tarafından yeniden belirlenmektedir.

- **Toptan Satış:** Toptan satış şirketlerinin yıllık satış miktarı yıllık ulusal tüketimin %20'sini aşamayacaktır. Toptan satış şirketleri de ithalatçı şirketlere benzer şekilde 5 yıl içerisinde depolama olanaklarını sağlamaları gerekmektedir.

- **Dağıtım:** Şehirlerde doğal gazın dağıtımını gerçekleştiren şirketler şehir içi dağıtım şebekesinin mülkiyetine sahip olacaktır. Belediyeler ihaleyi kazanan dağıtım şirketlerine bedelsiz olarak %10 ve bedelli olarak %10 olmak üzere en fazla %20 hisse oranında ortak olma hakkına sahip olacaktır. Yasada dağıtım şirketlerinin en fazla iki şehirde lisans sahibi olacağı belirlenmiş olsa da şehirlerin yapısına ve farklı kriterlere göre bu sayı farklılaşabilecektir.

Doğal gazın yüksek basınçlı hatlarla iletimi ve şehirlerde dağıtım hizmetlerinin sermaye yoğun altyapı gerektirmesi, bu hizmetlerin aynı bölgede rekabete açılması halinde, ikinci bir boru hattı ile gerçekleştirilmesinin kaynak israfı ile aşırı maliyet artışları yaratan verimsiz yatırımlara neden olacağı gerçeği dağıtım faaliyetinin tekel olarak kalmasına yol açmaktadır. Dağıtım şirketi yetkilendirildiği bölgede EPDK tarafından düzenlenen, *düzenlemeye tâbî bir tekeldir*. Rekabet dağıtım şirketleri ile tedarikçiler arasında değil, tedarikçilerin kendi arasında oluşacaktır.

Yasanın en önemli amacı olan doğal gazın “ucuz” şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması, *piyasada rekabetin oluşması ile fiyatların rekabetçi koşullarda, marjinal maliyete yaklaşmaya başlaması ile gerçekleşebilecektir*. Bu çerçevede amaçlanan bir şirketin suni şekilde fiyatlarını düşük tutması yoluyla sağlanacak bir ucuzluk değil, rekabetin doğası gereği fiyatların marjinal maliyete yaklaşarak düşmesidir. BOTAŞ, 4646 sayılı yasa çerçevesinde tanımlanmış olan farklı faaliyet alanlarının bir kaçında birden, rekabet koşulları gereğini yerine getirerek ve hesaplarını ayırtırmak kaydıyla faaliyet gösterebilecektir. BOTAŞ ithal ettiği doğal gaz miktarını 2011 yılı sonuna kadar yıllık ulusal tüketimin %20'sine karşılık gelecek miktara kadar çekmek zorundadır.

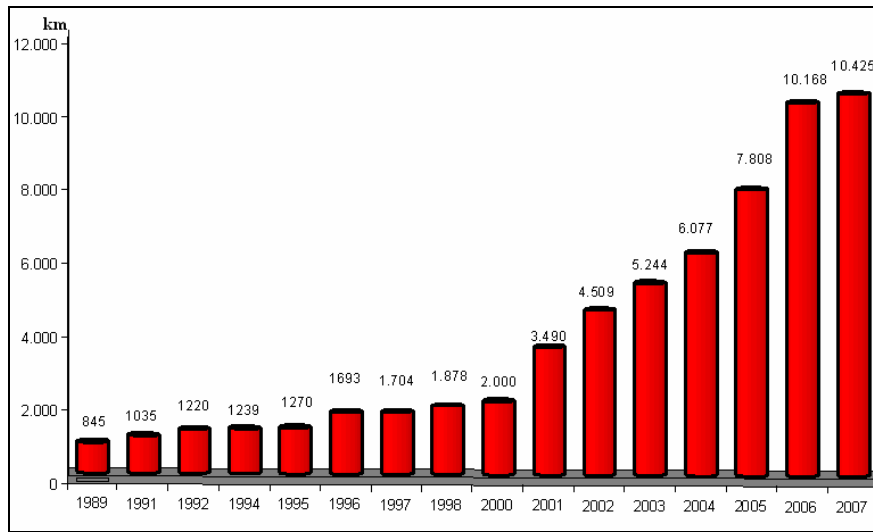
3.3.2 Türkiye Doğal Gaz Piyasa Yapısı

İletim sistemi operatörü olan BOTAŞ etkin olarak 27 milyar m³ doğal gaz taşıyan ve Haziran 2007 itibariyle 3.374 km ham petrol ve 10.000 km'lik bir doğal gaz boru hattına sahip olan ve bunları işleten, serbestleşme reformları devam eden devlete ait tekeldir. 2007 sonu itibariyle devam eden boru hattı inşaatlarının bitmesiyle BOTAŞ 10.000 km'den daha uzun bir boru hattının 66 şehir merkezine doğal gaz vererek işletmesini yapacak bir pozisyonda olacaktır.

BOTAŞ yönetimine göre, tasarım aşamasında, iletim ağının tamamı %90-95 verimlilikle çalışmak üzere tasarlanmış olup sistem hiç durmaz ve sistemde darboğazlar oluşmaz.

Türkiye doğal gaz piyasası yasal olarak “açık” olmasına rağmen, tüketicilerin büyük çoğunluğu (yaklaşık % 80’i), EPDK tarafından belirlenen *fiyat tavanları* sonucu oluşan tarifeler ile kendi doğal gaz tedarikçilerini seçme hakkına sahiptir.

Grafik 21. Türkiye’de Doğal Gaz Boru Hatları



Kaynak: BOTAŞ Genel Müdürlüğü, 2007.

BOTAŞ halihazırda, dağıtım şirketleri ve serbest tüketicilerin arz seviyelerine kadar, tüm doğal gaz satıcıları ve satışlarındaki tekeli karakteristiğini devam ettirmektedir. BOTAŞ iletim, depolama ve toptan satış faaliyetlerini gerçekleştirmekte olan dikey bütünleşmiş bir tüzel kişiliğe sahiptir. Avrupa Birliği bu tekel durumunu eleştirmiş ve Türkiye’yi AB’nin mal esaslarına ve tüm üye ülkelerin uyum sağlamaları gereken direktife uymadığı ve AB üyeliği için bunu uygulaması ve zorlaması gerektiği konusunda uarmıştır. Bu yüzden 2011 yılına kadar BOTAŞ piyasadaki, özellikle de doğal gazın ithalatı ve satışındaki, hisselerini azaltması konusunda baskı altında olacaktır. Bu kapsamda BOTAŞ Rusya, İran, Nijerya ve Cezayir’den ithal ettiği doğal gazın taşınması için bir sözleşme devirleri ihalesi açmıştır. Bu doğal gaz sözleşme devri programı ile BOTAŞ’ın, doğal gaz alım sözleşmelerindeki hak ve yükümlülüklerinin tamamının ya da bir kısmının, ithalattaki payının yıllık ulusal tüketim seviyesinin %20’sine düşürülene kadar özel sektöre devretmeyi amaçlanmıştır⁹³.

⁹³ Nitekim 2006 yılı sonunda BOTAŞ’ın 4 milyar m³’lük sözleşmesi hak ve yükümlülükleriyle özel sektöre devredilmiştir. BOTAŞ’ın yanısıra Shell, Enerco, Avrasyagaz ve Bosphorus Gaz şirketleri de Türkiye doğal gaz piyasasında ithalatçı konuma gelmektedir.

Ancak sözkonusu “devrim niteliğindeki (ki hiç bir ülkede düzenlemeye tabi doğal tekelin piyasa payı bu kadar hızlı ve bu kadar çok düşürülemedi) ve emsalsiz (ki hiç bir ülkede sözleşme devri programı sonucu başarı sağlanamamıştır) doğal gaz sözleşme devri programı”nın (The World Bank, 2007: 51) üçüncü taraflara eşit erişim sağlayan bir iletim düzenlemesi, iletim tarifeleri ve depolama zorunlulukları gibi ikincil düzenlemelerle desteklendiğinde anlamlı olabileceği düşünülmektedir.

2004 yılı itibariyle Türk doğal gaz piyasasındaki anahtar özellikler:

- Tüm doğal gaz satıcıları ve satışları, dağıtım şirketleri ve serbest tüketici seviyesine kadar BOTAŞ’ın elindedir;
- Fiyat ve hizmet rekabeti yoktur ve,
- İhracat ve yeni tedarikçilerin girişi henüz başlamamıştır.

2007 itibariyle başlaması öngörülen serbest, rekabetçi doğal gaz piyasasına önerilen geçişin başlangıcını aşağıdaki özellikler karakterize etmektedir:

- Doğal gaz ithalat şirketi piyasa risklerini kabul ederek ve BOTAŞ’ın toptan satışı ile rekabet halinde doğal gazı ağırlıklı ortalama satış fiyatından (AOSF) yeni toptancılara satacaktır. BOTAŞ ile olan bu rekabet özellikle üç büyük alıcı sınıfına verilen hizmet yönündendir. Bu üç büyük alıcı sınıf serbest tüketiciler, mevcut dağıtım şirketleri ve doğal gaz dağıtım şirketleridir.

- BOTAŞ tüm satışlarını AOSF’nda, düzenlenmiş, daha önceden yayınlanmış bir kâr ile yapar. Bunun için BOTAŞ’ın ithalat sözleşmeleri dış risklerden izole edilmiştir. Öyle ki şirket özel bir sözleşmenin sunacağı rekabet açısından bir avantajı seçici olarak kullanamaz. Sonuç olarak, başlangıçta sınırlanmış toptan satış rekabeti, tekelci alanı azaltır.

Uzun vadeli yapıdaki durum ise şimdikinden çok farklıdır. 2010 ve ötesi için ulaşılması planlanan yeniden yapılandırmanın son aşaması olan uzun vade yapısının da aşağıdaki gibi olması öngörülmektedir:

- Tüm piyasa işlemleri, devletin sürdürüldüğü faaliyetlerin ayrıştırmasının sağlanmasını takiben rekabetçi güçlere açık olacaktır.

- BOTAŞ toptan satışı, serbest tüketiciler için rekabete tamamıyla açıktır;
- BOTAŞ'la birlikte yeni ithalatçılar piyasaya birincil arzda katılacaktır;
- Yeni toptancılar bu ithalatçılardan ya da BOTAŞ ülke doğal gaz ithalatı'ndan alım yapabilir.
- Eskiden yalnızca BOTAŞ'ın yüklendiği piyasa riski yeni piyasa oyuncularıyla paylaşılır;
- Kendileri kullanmak ya da dağıtmak için büyük miktarda doğal gaz alımı yapanlar, işleri için daha kuvvetli bir fiyat rekabeti ile karşılaşılır;
- Yeni toptancılar yeni ithalatlardan satın alma düşüncesinde olduklarından BOTAŞ ve özel sektör toptancıları eşit şartlarda rekabet ederler.
- Oluşturulan rekabetçi piyasa ile EPDK'nın, serbestçe müzakere edilmiş sözleşmeye dayalı düzenlemelere müdahale etmesine gerek kalmaz;
- 2010'dan itibaren dağıtım şirketleri ve diğer büyük alıcılar ithalatçılardan doğrudan alım yapabilirler.

3.3.2.1 Doğal Gazın Fiyatlandırılması

EPDK toptan satış, depolama, iletim ve perakende satış için bir fiyat tavanı belirlemektedir. Bununla beraber özel sektör şirketleri tarafından uygulanan perakende satış fiyatları *tavanda* belirlenmektedir. Aynı zamanda dağıtım şirketleri için işletmeye geçtikleri ilk sekiz yıl boyunca sabit dağıtım bedelleri belirlenmiş olup ardından fiyat tavanı regülasyonuna tabi tutulacaklardır.

Tedarikçiler, hem dağıtım şirketine hem de dağıtım bölgesi içinde kalan serbest tüketiciler de dahil olmak üzere tüm serbest tüketicilere satış yapabilmektedir. Dağıtım bölgeleri içerisindeki serbest tüketicilere tedarikçi olarak BOTAŞ gibi ithalat şirketleri tarafından doğal gaz satışı yapılması durumunda, dağıtım bölgesi içerisindeki dağıtım şebekesi vasıtasıyla doğal gaz tüketiciye ulaştırılmaktadır.

BOTAŞ için de iletim de depolama dahil nihai toptan satış fiyatı üst sınır olarak belirlenmekte ve bu üst sınırı geçmemek üzere, BOTAŞ müşterilerine uygulayacakları fiyatlar serbest bırakılmaktadır. BOTAŞ veya diğer tedarikçiler tarafından, iletim şebekesi vasıtasıyla taşıtılan doğal gaz, dağıtım bölgesi içerisine giriş yaptığı anda, ana basınç düşürme ve ölçümleme istasyonunda (RMS-A) dağıtım şirketine teslim edilmekte, doğal gaz bu istasyondan tüketiciye kadar dağıtım şirketine taşıtılmakta ve tüketiciye kadar ulaşan dağıtım şebekesini dağıtım şirketi işletmektedir. Dağıtım şebekesinin kullanılması ve buna ilişkin doğan

maliyetlere karşılık, tedarikçiler dağıtım şirketlerine **taşıma bedeli** ödemektedir. Diğer taraftan, dağıtım bölgesi içerisindeki serbest tüketiciler doğal gazı dağıtım şirketinden satın almayı tercih edebilirler. Dağıtım şirketleri tedarikçilerden (halihazırda yalnızca BOTAS) aldıkları doğal gazı, dağıtım bölgesi içerisindeki abone ve serbest tüketici müşterilerine satabilmektedirler.

EPDK doğal gaz tarifelerini belirlerken, dağıtım faaliyetinde bulunan tüzel kişilerden; üçer aylık ve yıllık bilanço, gelir tablosu, nakit akım tablosu, müşteri grupları bazında aylık doğal gaz alım-satış fiyat ve miktarları tablosu, sadece taşıma hizmeti alan müşteriler ile evsel, ticari ve serbest tüketici tarifelerinden doğal gaz kullanan tüketicilerin tüketim miktarları tabloları, yıllık doğal gaz taşıma hizmet maliyeti tablosu, aylık hizmet maliyeti tablosu, doğal gaz taşıma hizmetinde kullanılan sabit kıymetler tablosu, sabit sermaye yatırımları tablosu, birikmiş amortisman ve tükenme payları tablosu, personel giderleri tablosu, dağıtım şirketlerinin borç ve alacakları tablosu, hizmet kalitesi performans göstergeleri tablosu ile o yıla ait tarife önerilerini istemektedir.

Dağıtım şirketlerinin doğal gazı sattığı serbest tüketicilere uygulayacakları perakende satış fiyatı üst sınırı (P_1) ile BOTAS'ın dağıtım bölgesi içerisindeki ilgili dağıtım şirketinin şebekelerini kullanarak doğal gaz sattığı serbest tüketicilere uygulayacağı toptan satış fiyatı üst sınırı (P_2) birbirine eşittir. Ayrıca bu üst sınırlar BOTAS'ın dağıtım bölgesi dışındaki serbest tüketicilere uyguladığı toptan satış fiyatı üst sınırına (P_3) da eşittir⁹⁴. Şebekeye erişim tarifeleri serbest müşteriler arasında, iletim ya da dağıtım sistemine bağlı olmaları bakımından, ayrımcılık yapmama prensibine dayalıdır. Fiyatlar, doğrudan düzenlemeler yerine ilgili taraflar arasındaki *müzakereler sonucunda* belirlenir.

İletim tarifelerinin hesaplanmasında *gelir tepe noktası metodu* kullanılır. İlgili hizmetleri veren bir şirketin gelir tepe noktası ve ilgili parametreler, sabit ve değişken maliyetlerin kapsanması ve yatırımın fonlanması için yatırımda makul bir kazanç edinmek üzere belirlenir. İletim tarifi fiyatları, şartları ve iletim ağını üretilen doğal gazın taşınması, ithal ya da ihraç edilmesi için kullanan taraflara ayrımcılık yapmadan uygulanan tarife şartlarını içerir ve iletim mesafesi, iletilen doğal gaz miktarı ve diğer faktörlere dayalı *giriş-çıkış* sistemine göre belirlenir. İletim ücreti hem iletim kapasite ücretini hem de iletim hizmet ücretini kapsar ve iletim sistemine sağlayıcılar tarafından ödenebilir. Sevk tarifeleri ile birlikte, sistem dengeleme ortaklığı, kesinti

⁹⁴ 291 No'lu Kurul Kararı, <http://www.epdk.org.tr> (26.06.2006; 18:00).

dengelemesi ve hizmet dengelemesi ücretleri de ağ işletme kuralları çerçevesinde iletim şirketi tarafından belirlenir⁹⁵.

Toptan satış tarifeleri fiyatların sırasıyla egemen pozisyonun kötüye kullanımını önleyen ve doğal gaz arzının güvenlik ve güvenilirliğini garantileyen onaylanmış tarifelere uygun olması durumunda, doğal gaz alım ve satımında yer alan taraflar arasındaki müzakereler ile belirlenir.

Perakende satış tarifeleri; doğal gaz birim satış fiyatı, birim hizmet ve değer kaybı ücretleri ve diğer faktörleri içermektedir. Dağıtım şirketleri, onaylanan tarifeler ile uyum içerisinde olurlarsa, mevsimsel tarifeler ve/veya kesintisiz tarifeler uygulayabilirler. Dağıtım şirketlerinin ağ içindeki müşterilerine uyguladığı dağıtım ücreti bu şirketler adına BOTAŞ tarafından alınır fakat bundan kazanç elde etmez.

Doğal gaz alım sözleşme detayları ve fiyat formülleri ise uluslararası anlaşma niteliğinde olduğundan gizlidir. *Al ya da öde* yükümlülükleri göz önünde bulundurulduğu sürece ve ödemenin şartların uygulanmasından sonra alınmayan doğal gaz için ödeme yapılmasının hala gerekmesi şartı ile uygulanabilir ücretler normal alım ücretinin ortalama %75’inde olur. Ortalama olarak *al ya da öde* yükümlülükleri yıllık sözleşme miktarının yaklaşık %80’indedir. BOTAŞ yönetimine göre şirketin aldığı ortalama satış fiyatı tepe noktasının yaklaşık %20-30 altındadır ve ağırlıklı ortalama alım ücretinin en üstünde depolama ücretleri, iletim maliyetlerini ve kazancın bir kısmını içermektedir.

Dağıtım bölgelerindeki serbest tüketicilere tedarikçiler tarafından doğal gaz satışı yapılması durumunda, taşıma bedeli, dağıtım bölgesindeki dağıtım şebekesi vasıtasıyla doğal gazın taşınması hizmeti karşılığında, dağıtım şirketlerinde tedarikçilerden tahsil edilir. Aynı şekilde iletim şirketleri de iletim bedelini, doğal gazın iletim şebekesi vasıtasıyla taşınması hizmeti karşılığında, iletim hizmeti alanlardan tahsil eder.

Türkiye’de doğal gaz piyasası kanunu her ne kadar *hasılat tavanı* yöntemine atıf yapıyorsa da gerçekte özellikle iletim tarifelerinin yıllık tabanda hazırlandığı yöntem içsel getiri oranı yöntemidir. İçsel getiri oranı regülasyonu hasılat gereksinimlerinin hesaplanmasında “geçmişe dönük” değerleri baz almasıyla uzun vadeli tarife hazırlanmasında pek uygun görünmemekte olup tersi olarak tavan fiyat regülasyonu “ileriye dönük” yaklaşımıyla, uzun vadeli planlara

⁹⁵ İletim şirketi tarafından hazırlanan faturalar; iletim kapasitesi, iletim hizmeti, kapasite aşımı, sistem dengeleme ücretine katılım (günlük dengesizlik ücreti ve programlanmış ücret) ve dengeleme ücretlerini kapsamaktadır.

daha uygundur ve sistem kullanıcıları için bir dereceye kadar *istikrar* ve *öngörebilirlik* sağlamaktadır. Türkiye için de, her büyük fiyat gözden geçirmesi için asgari beş yıl olmak üzere tavan fiyat regülasyonunun bir biçimi benimsenebilir. İletim şirketi olarak BOTAŞ ile düzenleyici kurum olan EPDK'nın müzakeresi sonucu belirli bir hasılatı sağlayan fiyat tavanı yöntemi uygulandığı takdirde ve tek bir ortalama fiyatın veya “bir ya da iki hasılat sağlayan sepetler” belirlenmesi halinde daha uzun dönemli tavan fiyat regülasyonu için yıldan yıla değişebilecek şekilde tarife esnekliğinin sağlanabileceği düşünülmektedir.

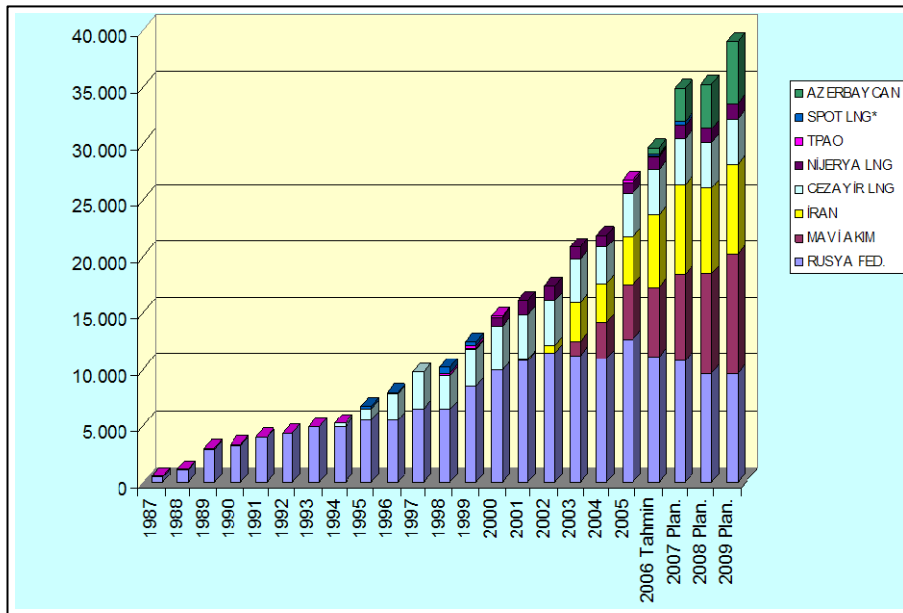
Şebekeye erişimde özellikle ücretler ve diğer erişim şartları mevcut altyapının verimli kullanımına destek olduğundan, özellikle maliyetleri yansıtmalı ve maliyetler de uygun şekilde tahsis edilmelidir. Başta Türkiye örneğinden yola çıkarak doğal gaz fiyatları bütün tüketici grupları için daha çok maliyet tarafından belirlenir hale getirilmeli, farklı müşteriler arasındaki olası çapraz sübvansiyonlar engellenmelidir. Bunun için taşıma bedelleri maliyet temelli olmalı, sistemin bakımı ve geliştirilmesi için gerekli olan yatırımları teşvik etmeli, “postal” ya da “giriş çıkış” tarifelendirme yapılmalıdır. Türkiye’de düzenlemeye tâbi varlık değerinin hesaplanmasında varlıkların ömürlerinin amortisman amacıyla çok kısa olarak kullanılması en önemli sorunlardan olarak gözükmektedir. Bunun sonucu olarak gelecekteki tüketicilerin şimdikilerin ödediği bedelleri içermeyecek şekilde düşük ve yanlış tarifelendirildiği düşünülmektedir.

Türkiye’de efektif olarak postal tarife uygulanmaktadır. Kontrat devirlerinin gerçekleşmesini takiben piyasaya yeni giren tedarikçilerin iletim hattını kullanımı gerçekleştiğinde giriş çıkış sistemi de işleyebilecektir. BOTAŞ’ın cari tarife belirleme süreci BOTAŞ sisteminin çok sayıda tedarikçiye ve önemli miktarda transit doğal gaz akışlarına uyarlanamayacak noktadadır. Her ne kadar giriş çıkış sistemi Avrupa’da yaygın olarak kullanılıyorsa da Avrupa’daki iletim sistemleri coğrafi olarak görece küçüktür. BOTAŞ’ın iletim sistemi ise ABD’deki boru hatları gibi büyük bir sistemdir. Bu anlamda iletim tarife metodolojisinin, tarifelerin hesaplanmasının ve uygulanan giriş çıkış sisteminin köklü değişikliklere ihtiyacı bulunmaktadır. Bu sistem çok sayıda farklı çıkış bölgeleri ile giriş ve çıkış ücretleri eklemek suretiyle güçlendirerek sürdürülebilir. Türkiye’de ana iletim sisteminden doğal gazı giriş noktalarından birinden alan ve doğal gazı Türkiye’de çeken bir kullanıcının giriş noktasında bir giriş kapasite bedeli, sistemde kullanılan doğal gaz (yastık gazı) için bir mal bedeli, ana iletim hattından çıkış için de bir çıkış kapasite bedeli ödemesi yararlı olabilir. Gelecekteki muhtemel transit akışları için de konusu bütün iletim boru hatları olan ve mükellefi de iletim hattının sahibi ya da işleticisi olan bir *boruhattı iletim vergisi* ihdas edilebilir.

3.3.2.2 Doğal Gaz Arz ve Talebi

Türkiye’de doğal gaz geçtiğimiz onyılda toplam birincil enerji arzındaki payını halihazırda %23’e ulaşan oranda hızlı biçimde arttırmıştır. Ancak bu oran dahi AB ve OECD ülkelerinden daha düşüktür (The World Bank, 2006a: 231). Türkiye’nin doğal gaz alım anlaşması imzaladığı ülkeler Rusya, Cezayir ve Nijerya (LNG), İran, Türkmenistan ve Azerbaycan’dır. BOTAŞ verilerine göre Türkiye, 2006 yılında toplamda 29 milyar m³ doğal gaz ithal etmiştir. 2007 yılı için planlanan doğal gaz ithalat miktarı ise 34,2 milyar m³’tür.

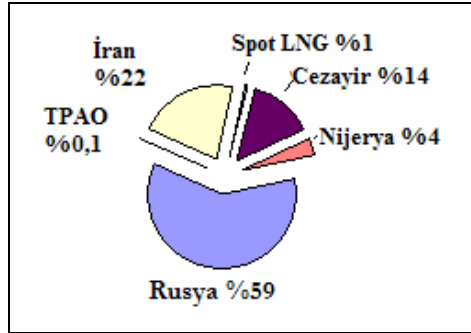
Grafik 22. Türkiye’nin Doğal Gaz İthalatının Tarihi Gelişimi



Kaynak: BOTAŞ Genel Müdürlüğü, 2007. *milyon m³ cinsinden

Türkiye’nin mevcut durum itibariyle en önemli tedarikçisi Rusya olup 2006’daki doğal gaz ithalatının %59’u (17,2 milyar m³’ü) Rusya’dan sağlanmıştır. Onu sırasıyla İran (6,4 milyar m³)’dan ve Cezayir (4 milyar m³)’den yapılan ithalat takip etmiştir. Ayrıca 2007 yılı sonu itibariyle Güney Kafkasya (Bakü-Tiflis-Erzurum) doğal gaz boru hattı vasıtasıyla Azerbaycan’ın *Şahdeniz* sahasından 3 milyar m³ Azeri doğal gazı ithalatı yapılması planlanmaktadır.

Grafik (22 ve 23)’ten görülebileceği gibi Türkiye şu an toplam doğal gaz ithalatının %59’u için, Türkiye’nin yakın çevresindeki kanıtlanmış doğal gaz rezervlerinin en büyüğüne sahip olan Rusya’ya bağımlı durumdadır.

Grafik 23. 2006 Yılı Doğal Gaz İthalatının Yüzde Cinsinden Dağılımı

Kaynak: BOTAS Genel Müdürlüğü, 2007.

Türkiye’de Rusya, Cezayir, Nijerya ve İran’ın oluşturduğu piyasa gücünün ne ölçüde yoğunlaşmış olduğunu rekabet açısından Herfindhal endeksi (HHI)⁹⁶’ni hesaplayarak ortaya koyan Bülbül (2007)’e göre, çizelge (5)’ten de görüleceği gibi “2006 yılı rakamlarına göre hesaplanan HHI sonucunun *oldukça yoğunlaşmış pazar* değeri olan 1,800’ün yaklaşık 2,5 katı olduğu görülmektedir”.

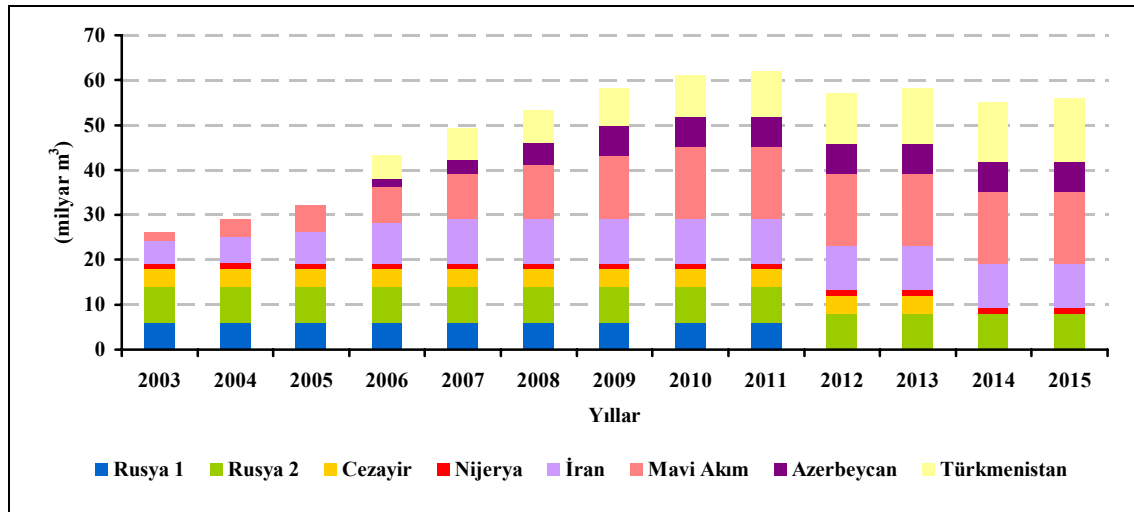
Çizelge 5. 2006 Yılı Doğal Gaz İthalat Piyasası Yoğunlaşma Oranları

ÜRETİCİ	Piyasa Payı (%)	HHI
Rusya	64,1	4.108
İran	18,6	345
Cezayir	13,7	187
Nijerya	3.6	13
HHI TOPLAM		4,653

Kaynak: Bülbül, 2007.

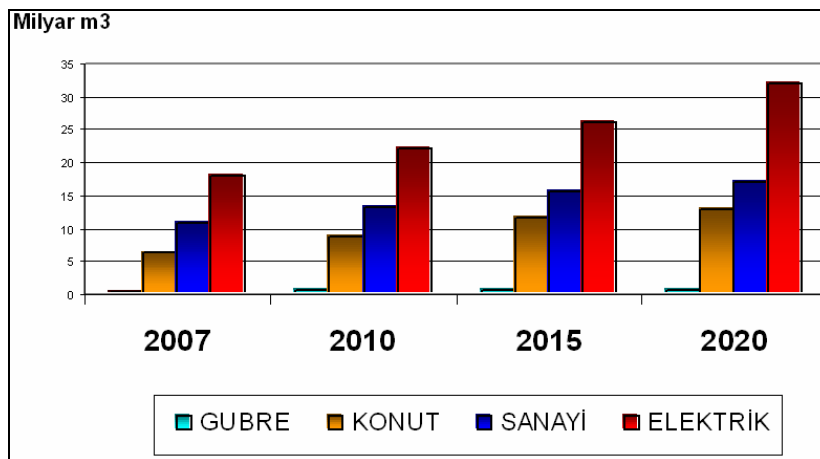
Grafik (24)’teki Türkiye’de doğal gaz ithalat projeksiyonları incelendiğinde Türkmenistan’dan gelmesi beklenen doğal gazın, arz ve talep dengesini sağlamadaki yadsınamaz önemi ortaya çıkmaktadır.

⁹⁶ Herfindhal-Hirschman endeksi olarak da bilinir. Herfindahl endeksi değerinin 0,1 (ya da 1,000)’in altında olması *yoğunlaşmamış*; 0,1-0,18 (ya da 1,000-1,800) arasında olması *orta dereceli yoğunlaşmış* ve 0,18 (ya da 1,800)’in üzerinde olması *oldukça/belirgin derecede yoğunlaşmış piyasa* olarak sınıflandırılmaktadır. Herfindahl endeksi her bir şirketin piyasa paylarının karelerinin toplamı olarak tanımlanmaktadır. Herfindahl endeksindeki düşüşler genellikle fiyatlandırma gücünde bir kaybı ve rekabette artışı gösterir.

Grafik 24. Türkiye’de Doğal Gaz İthalat Projeksiyonu

Kaynak: BOTAS Genel Müdürlüğü, 2007.

Talep tarafında ise Türkiye’de 2006 yılı sonu itibariyle 41 şehirde 5,5 milyon abone, yani yaklaşık 28 milyonluk bir nüfus doğal gaz kullanmakta olup yıllık doğal gaz tüketimi artış hızı %13,5’tur. Doğal gaz kullanabilecek potansiyel toplam nüfusun %40’ı olmuştur. “Doğal gaz talebinin 2010’da toplamda 44,1 milyar m³’e ulaşacağı tahmin edilmektedir” (The World Bank, 2006a: 231).

Grafik 25. Sektörel Doğal Gaz Tüketim Projeksiyonu

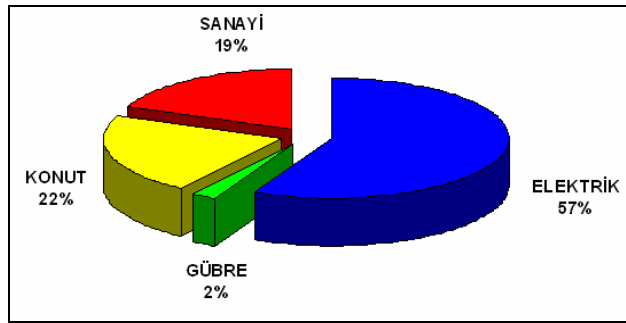
Kaynak: BOTAS Genel Müdürlüğü, 2007.

Doğal gaz iletiminde BOTAS eliyle devletin, dağıtımında da özel sektörün hızla artan yatırımları ile son birkaç yılda şehirlerin doğal gazla buluşturulmasından ötürü hanehalkının doğal gaz tüketimi hızla artmış ve halihazırda %22’ye ulaşmıştır (The World Bank, 2006a:

232). Her sene 5 milyar dolarlık su kaynakları denize akarken ve kömür kaynaklarından yararlanılmazken doğal gaz çevrim santralleriyle elektrik üretme politikasının yanlışlığı ve iflası nedeniyle 2003'ten beri doğal gazın şehirlerin ısıtılmasında ve sanayide kullanılması politikasına ağırlık verildiği gözlenmektedir. Doğal gaz tüketimi son yıllarda sanayinin lehinde değişmekle birlikte, elektrik üretimi alanında hala yoğunlaşmış durumdadır. Her ne kadar bu oran 2005'te %65'ten 2006'da %57'ye inmiş ise de bu yeterli değildir (Bkz. Grafik [26]).

Enerji dengesi içinde gelişmiş ülkelerde olduğu gibi doğal gaz, nükleer enerji, jeotermal, termik ve hidrolik kaynaklar arasında optimal dengeyi sağlamak gerekmektedir. Uzun vadeli doğal gaz alım satım sözleşmelerinin ayrılmaz parçalarından olan “al ya da öde” yükümlülüğü nedeniyle alınmayan doğal gazın parasını ödememek için doğal gaz iletim ve dağıtım hatlarının inşasının hızla bitirilerek şehirlerin (konut ve sanayi) kullanımına sunulması hayati önem taşımaktadır.

Grafik 26. 2006 Yılı İtibariyle Sektörel Doğal Gaz Tüketimi



Kaynak: BOTAŞ Genel Müdürlüğü, 2007.

Elektrik üretiminde linyit rezervlerimiz yerine doğal gaz kullanılmasının iktisadi sonuçlarını hesaplayan yeni çalışmada Koçak (2007), Türkiye’de doğal gaz santralleri ile aynı miktarda net elektrik üretilmesi bakımından değerlendirildiğinde, linyit rezervlerinin doğal gaza göre 2,5 kat, Elbistan linyitininse doğal gaza göre 3,5 kat ucuz olduğunu hesaplamakta ve eklemektedir:

“Ucuz elektrik üretilmesi için yeni linyit santrallerinin inşa edilmesi gerektiği halde, alım garantili doğal gaz ve doğal gaz santral sözleşmeleri nedeniyle mevcutların kapasiteleri düşmüştür. Yüksek fiyatlarla alım garantili doğal gaz santralleri nedeniyle linyit santrallerinde kapasitelerin düşürülme oranıyla bağlantılı olarak üretilen elektriğe büyük miktarlarda fazla ödeme yapılmaktadır. Birim satış fiyatı 13,68 cent/kwh olacak doğal gaz santralleri nedeniyle toplam kurulu gücü 5569 MW olan 9 linyit santralında, ortalama kapasitenin %50 düzeyine inmesi durumunda yıllık kullanılan elektriğe en az 1,8 milyar \$ fazla ödenecektir. Bu miktara katma değer ve çoğaltan etki değer kaybının da eklenmesiyle ekonomik kaybın çok daha fazla olacağı görülecektir.”

Ayrıca elektrik piyasası açısından Türkiye’de enerji politikalarını inceleyen tezinde Tüney (2007: 133):

“Bugün geline noktada serbestleşme, piyasaya giriş çıkış açısından %100 iken perakendeci üreticilerin istediklerine elektrik satabilmesi açısından %30’lardadır. Kalan %70’lik kısım YİD (yap-işlet-devret) ve Yİ (yap-işlet) santrallerine sağlanan alım garantileri ve kamu mülkiyetli şirketlerin üretimleri nedeniyle bağımlı satışlardır.”

tespitini yapmakta ve yap-işlet-devret ve yap-işlet modelinin yol açtığı rekabet dışı imtiyaz kazanımlarını elektrik sektörünün serbestleşmesindeki en önemli engellerden (Tüney, 2007: 134) olarak nitelemektedir.

3.3.3. Yeni Enerji Güvenliği Konsepti ve Türkiye’nin Durumu

Geçtiğimiz yüzyılda kabaca arz Orta Doğu ve S.S.C.B. coğrafyalarında yoğunlaşmışken talep de Kuzey Amerika ve Batı Avrupa kaynaklı olmuştur. Ancak 21. yüzyılın başından itibaren bu paradigma oldukça büyük oranda değişikliğe uğramış durumdadır. Gelişmiş ülkelerin bulunduğu Kuzey Amerika ve Batı Avrupa bölgelerinden kaynaklanan yüksek talep, yüksek iktisadi büyüme sonucu durulmayıp hızla arttığı gibi Çin ve Hindistan’ın yüksek talebi de buna eklenmiştir. Enerji (petrol, doğal gaz ve kömür) arzı tarafında da OPEC ve Rusya’ya ek olarak Hazar ve Afrika daha hızlı bir şekilde artan öneme sahip olmuştur. “Yeni büyük ödül” doğal gaz ve özellikle LNG, şimdiden petrolün başat rolünü almaya koyulmuş ve genel kabul gören bir kanaate göre önümüzdeki 50 yılda “petrolle birlikte ancak petrolden daha önemli” olarak enerji resmini şekillendirecektir.

Avrupa ve Kuzey Amerika’daki doğal gaz ithalatına artan derecede bağımlılık doğal gaz arz güvenliği endişelerini arttırmıştır⁹⁷. Stratejik elips olarak adlandırılan, dünya petrol rezervlerinin yaklaşık %70’ini ve doğal gaz rezervlerinin de yaklaşık %68’ini barındıran, 2 trilyon m³’ten daha fazla rezerv bulunduran ülkeleri içeren Orta Doğu, Kuzey Afrika ve Orta Asya gelecekte arz talep dengesinin sağlanmasında önemli rol oynayacak ve küresel petrol ve doğal gaz arz güvenliğinde lider rolü oynayacaktır.

Yergin (1991: 786)’e göre “*Körfez Krizi* sonrasındaki yeni dünya düzeni enerji güvenliğini devletlerin siyasi ajandasına yeniden koymuş” ve dış politikaların merkezine yerleştirmiştir.

⁹⁷ Rus doğal gazına mevcut bağımlılık, özellikle Doğu ve Orta Avrupa ülkelerinde çok daha yüksek ve kimi zaman da %100 oranındadır. Avrupa doğal gaz arz güvenliğinin sağlanabilmesi için yeşil belgede önümüzdeki beş ila on yıllık sürede gerekli ilave ithalat kapasitesini sağlayacak karar verilmiş ya da verilme aşamasında olan şu projelerden bahsedilmektedir: 20 milyar m³/yıl kapasiteli Norveç-İngiltere boru hattı, 27.5 milyar m³/yıl kapasiteli Baltık boru hattı, Hazar doğal gaz kaynaklarını Avrupa piyasasına taşıyan 2020 itibarıyla 31 milyar m³/yıl kapasiteli NABUCCO boru hattı, İtalya, İspanya, İngiltere ve muhtemelen diğer Üye Devletlerde toplam 2010 yılı itibarıyla toplam 140 milyar m³/yıl kapasiteli LNG terminalleri.

Örneğin Batı, petrol zengini Azerbaycan'daki hileli ve adil olmayan seçimlere hafif bir azarlama ile tepki verirken, Belarus'taki hileli ve adil olmayan seçimler sonucunda ciddi yaptırımlar uygulamaktadır. Filistin'deki adil ve demokratik seçimler Batı'nın Hamas'a ve Filistin devletine yaptığı yardımı kesmesine engel olurken, ironik bir şekilde Azerbaycan, Kazakistan, Türkmenistan gibi Hazar'a da kıyısı olan doğal kaynak zengini Orta Asya ülkelerindeki demokratik olmayan rejimler neden bu tür bir sonuçla karşı karşıya kalmamaktadır?

Rusya ve Ukrayna arasındaki ihtilaf sırasında Batı Avrupa'ya doğal gaz arzı üçte bir oranında azalmış ve "2006-07 kışında Rusya ve Belarus, 2006-07 kışında Rusya ve Ukrayna arasındaki ihtilaflara bağlı olarak yaşanan arz kesintileri arz güvenliği konusunda AB üye devletlerinin hassasiyetini daha fazla arttırmıştır" (Höffler ve Kübler, 2007: 13). Ağustos ve Eylül 2005'teki Katrina ve Rita kasırgaları Kuzey Amerika'daki ham petrol, doğal gaz ve rafine enerji üretim ve dağıtımına, Endonezya ve Malezya'daki Tsunami felaketleri de küresel LNG arzına büyük darbe vurmuştur.

Dünyanın doğal gaz rezervlerinin yaklaşık olarak % 80'ini AB'nin nakil imkanları içerisinde kendine sağlayabilecek olan Avrupa'da yerli üretimdeki düşüşün ve artan ithalatın önüne geçmek mümkün görünmemekte, bu da Avrupa'nın ithalata olan bağımlılığını arttırmakta ve üretici ülkelerin piyasa gücünü kuvvetlendirmektedir.⁹⁸ 2020 yılında AB dışındaki ülkelere yapılacak ithalat, toplam AB doğal gaz arzının üçte birine ulaşacaktır (OECD/IEA, 2005c).

Doğal gaz talebinde beklenen artışın ve olası bir arz açığının karşılanabilmesi için yeni doğal gaz kaynaklarına erişim sağlanması, yeni taşıma altyapılarının, boru hatlarının ve LNG tesislerinin inşa edilmesi gerekmektedir. Bu açıdan, AB'nin, üçüncü dünya ülkeleri ile enerji konusundaki ilişkilerinin stratejik boyutlarına daha çok önem vermesi gerekecektir. Bunun sağlanması için boru hattı ve LNG projelerinin devam etmesi ve doğal gaz üreticisi ülkeler ile diyalogun yoğunlaştırılması önerilmektedir (CEC, 2005c).

Yergin ve Stoppard (2003)'a göre bu yeni enerji güvenliği konseptinin ABD, AB, Hindistan ve Çin gibi doğal gaza şiddetli bağımlı durumda bulunan ülkeler arasındaki ve bunlarla doğal gaz

⁹⁸ Hindistan, Çin ve Asya'daki diğer ülkelerin bu güçlü büyüme oranları devam ettiği sürece küresel güç dengesini değiştirerek dünyanın siyasi ve iktisadi ağırlık merkezi Asya Pasifik bölgesine kayacaktır. CERA (2007a; 2007b) 'nın Asya'daki büyümenin devam ettiği senaryosuna göre Asya'nın dünya GSYİH'sındaki payı 2030'da %54'e ulaşacak ve Asya'nın dünya enerji tüketimindeki payı da halihazırdaki %29 oranından %42'ye ulaşacaktır.

zengini ülkeler arasındaki ilişkilerde oldukça etkileyici sonuçlar doğuracağı kaçınılmazdır⁹⁹. Birleşmiş Milletler (UN, 2005)'e göre 2005-2015 döneminde Çin'in nüfusunun 77 milyondan daha fazla ve 2005-2030 döneminde Hindistan'ın nüfusunun 157 milyon artacağı ve Çin'i geçeceği belirlenmiştir. Sözkonusu dönemde muhafazakar senaryoya göre iki ya da baz senaryoya göre üç katına çıkması beklenen tüketimle, Çin ve Hindistan 2050'ye kadar enerji gereksinimlerinin %70-80'ini ithal ediyor olabilir. ABD dünya doğal kaynaklarının yaklaşık %2'sine ve nüfusunun da %5'ine sahipken (US Census Bureau, 2004) küresel doğal kaynak tüketiminin yaklaşık %25'ini gerçekleştirmekte ve küresel CO₂ salınımının (sera gazı emisyonlarının) %25'ine sebebiyet vermektedir.

ABD eski Başkanı Bill Clinton “yeni bağımsızlığını elde eden Orta Asya cumhuriyetleriyle askeri bağların kurulması gerektiğini” söylerken ABD eski Bakan yardımcısı Walter Kansteiner de “Afrika petrolünün ABD'nin stratejik milli çıkarlarından olduğunu” vurgulamıştır (Volman: 2006). Federal Almanya Başbakanı Angela Merkel, *The Times*'a (Halpin, Seib ve Boyes, 2007) Almanya'nın altı aylık AB dönem başkanlığında kıtadaki enerji güvenliğini geliştireceğini söylemiştir. Mart 2007'deki Avrupa Konseyi'nin gündemine *Enerji için Avrupa Eylem Planı*'nı koyarak enerjiyi dış politikasının merkezine alma niyetini göstermiş ve eylem planının kapsamını da “petrol ve doğal gazın süregelen yüksek fiyatları, fosil yakıtların artan bir biçimde nadirleşmesi, fosil yakıtların iklim değişikliği üzerindeki etkisi ve dünyanın belli bölgelerindeki artan istikrarsızlık” (Belin, 2006: 28) olarak belirtmiştir (ayrıca bkz. CEC, 2003c).

Dev hidrokarbon sahalarına sahip ve Hill (2004: 51)'in deyişiyle petrolün dirilttiği ülke olan¹⁰⁰ S.S.C.B. ve ardından Rusya, bu “yumuşak gücünü” Azerbaycan, Gürcistan ve Moldova başta olmak üzere Doğu Avrupa, Orta Asya ve Orta Doğu ülkelerine siyasi ultimatoma ve ekonomik

⁹⁹ Örneğin ABD, enerji güvenliğine yönelik çok ciddi tehditlerden birisi olarak algıladığı çatışma bölgelerinde ve siyasi istikrarsızlık –özellikle İslami köktencilik- bulunan ülkelerde “devlet dışı aktörler”e karşı kurduğu Amerikan - Trans Sahra İnisiyatifi Fonu'yla 2007-2011 döneminde Cezayir, Çad, Mali, Moritanya, Nijer, Nijerya, Senegal ve Tunus'ta “terörizme karşı” eğitim ve ekipman sağlanması için 100 milyon dolar tutarında bütçe ayırmıştır. Hiç de sürpriz olmayan bir şekilde 2002-2004 mali döneminde AB yardımlarından 300 milyon dolarlık aslan payını lider petrol üreticileri olan Angola ve Nijerya almıştır (Volman, 2006). Siyaset bilimciler arasındaki yaygın bir kanaate göre de Kuzey-Güney çatışmasına örnek olarak verilebilecek Sudan devlet güçleri ile ABD, Libya ve Birleşmiş Milletler işgali altındaki Sudan topraklarındaki asiler arasında süregiden Darfur Çatışması, Sudan'daki çıkarılmamış petrol rezervleri üzerinden beslenmektedir. ABD doğal gaz ve petrol şirketleri Batı ve Orta Afrika'da yoğun biçimde etkin Sudan'ın ABD'ye göre “terörizmin devlet sponsoru” olması nedeniyle Sudan'daki ABD menşeli şirketler varlıklarını Çin menşeli şirketlere satmış ve Sudan'dan çekilmişlerdir. Dünya Bankası eski başkanı Wolfowitz, *The Observer*'a (2006) “geçmiş 40 yılda yaklaşık 300 milyar dolarlık petrol refahının Nijerya'da ‘ortadan kaybolduğunu’, büyük çoğunluğunun denizaşırı banka hesaplarına kayarken bir kısmının da kaza ve sabotajlara kurban gittiğini bildirmiştir”.

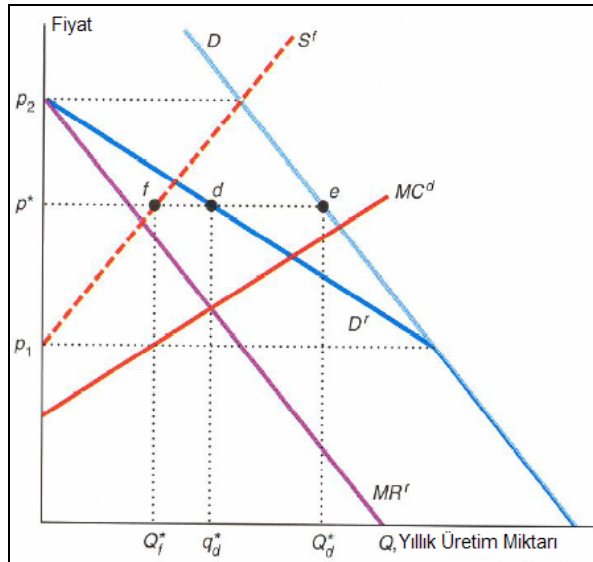
¹⁰⁰ Kotkin (2001: 15-16)'e göre Sibirya petrolü keşfedilmeseydi Sovyetler Birliği onyıllarca önce çökebilirdi. Petrol hasılatı Sovyet ordusunu beslemiş, 1970'lerin sonlarına doğru SSCB'nin Afganistan'ı işgal girişiminin maliyetlerini karşılamaya yardımcı olmuştur. 1983'te Sibirya petrol üretiminin düşmesi ve 1986'da dünya petrol fiyatlarındaki rekor düşüş Sovyetler'in petrol ve dolar kârlarının düşmesine neden olmuş, SSCB fabrikalarındaki üretim durma noktasına gelmiştir.

baskı aracı olarak kullanmaktan çekinmemektedir. Putin'in başkanlığı ile Rus enerji sektörü, Rus devletinin çıkarlarını ve Rus nüfuzunu küresel ölçeğe taşımaya başlamıştır (Hill, 2004: 27).

Doğal gaz üretici ve ihracatçısı ülkeler arasında “akla yatkın işbirliği sağlamak için”¹⁰¹ 2001 yılında Tahran’da kurulan ve Bakanlar düzeyinde ilk toplantısını gerçekleştiren, resmi bir statüsü bulunmayan *Doğal Gaz İhraç Eden Ülkeler Forumu* (GECF) üzerinde ve özellikle İran ile Rusya’ya karşı bir doğal gaz OPEC’i tasarımı spekülasyonları yapılmıştır. GECF tarafından resmi olarak böyle bir niyetin olmadığı açıklansa da aslında doğal gaz OPEC’inin fikir babası olan Rusya Devlet Başkanı Vladimir Putin’in önerisi Kazakistan ve İran tarafından hararetle desteklenmektedir.

OPEC’i aşağıdaki şekil (13) yardımıyla hakim firma olarak modelleyen Perloff (2004: 384)’un modeline göre OPEC’in fiyatlandırma gücü, toplam talep eğrisinin daha fazla inelastik olmasına ve OPEC’in piyasa payının daha büyük olmasına neden olmaktadır. “Petrol için dünya talep eğrisinin D , OPEC arzına ilaveten varolan rekabetçi piyasanın arz eğrisinin S' ile gösterildiği şekilde hakim firmanın (burada OPEC) karşı karşıya olduğu talep eğrisi toplam dünya talebi ve rekabetçi piyasadan gelen arzdan her fiyat seviyesinde alınan, şekilde D' ile gösterilen ve OPEC’in her fiyattan satabileceği petrol miktarını veren *artık talep eğrisidir*.

Şekil 12. Hakim Firma Eşitliği



Kaynak: Perloff, 2004.

¹⁰¹ GECF'nin üyelerinin bir kısmı aynı zamanda OPEC üyesidir. GECF hakkında detaylı bir çalışma için bkz. Hallouche (2006).

Tekel gücüne sahip olan OPEC üretim miktarını marjinal hasılatın marjinal maliyete eşit olduğu noktaya ayarlayarak kârını maksimize edecektir. Şekilde MR' , kartelin marjinal hasılat, MC^d de marjinal maliyet eğrisini göstermektedir. OPEC q_d^* kadar üreterek fiyatı P^* 'a eşitlemektedir. Yan piyasa Q_f^* kadar üretmekte ve toplam çıktı miktarı Q_d^* olmaktadır” (Perloff, 2004: 384).

Perloff’un modeli rekabetçi yan piyasanın önemini vurgulamaktadır. Kartel üretimini kısıtlayarak fiyatları yükseltme çabaları, daha yüksek fiyatlar OPEC dışı ülkelere gelen arzlarda büyük bir artışla ya da petrol tüketimindeki büyük düşüşlerle sonuçlandığında, sınırlı kalacaktır.

İkinci bölümde bahsedildiği gibi OECD/IEA’nın projeksiyonlarına göre OPEC dışı üretim 2010 yılı itibariyle pik seviyesine ulaşacaktır. Böylelikle yan piyasadan gelen arzın esnekliği gelecekte düşecek, bu da OPEC’in karşılaştığı talep esnekliğini düşürecek ve OPEC’in piyasa gücünü arttıracaktır. Zamanla yan piyasadan gelen arzın düşmesi OPEC’in fiyatlandırma gücünü perçinleyecektir. Yine bir önceki bölümde anıldığı gibi birçok projeksiyona göre OPEC’in gelecekte dünya petrol üretimi piyasasındaki payının belirgin artışı da OPEC’in tekel gücünü tek başına arttırmaya yetecektir. OPEC’in ve muhtemelen doğal gaz OPEC’inin tekel gücünü kırmada çok önemli olan boru hattı ve LNG projeleri Türkiye’nin önemini vurgulamaktadır.

Günümüzde, geleneksel arz merkezlerinde orta vadede daha güvenilir üretim ve ihracat sistemlerinin tesis edilmesi birincil öncelik halini alırken, temel tüketici ülkelerde hem arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi hem de konvansiyonel taşıma sistemlerinin tümüyle yeni ve daha güvenli seçeneklerle beslenmesi hayati bir önem kazanmıştır. İşte bu yeni stratejik denklem, 21. yüzyılda arz ve talep noktaları arasındaki köprü ve dünyanın en büyük ve aynı zamanda en az esnek doğal gaz ithalat piyasası (Höffler ve Kübler, 2007) olan ve arz kaynaklarını çeşitlendirme ihtiyacındaki AB için Hazar bölgesinden Orta Asya’ya ve Mısır Körfezi’ne kadar olan kavis içindeki devasa doğal gaz üreticisi ülkelerin, gelişen AB piyasasına boru hattı ve LNG ile erişimi için doğal bir koridor özelliği ile enerji arz güvenliğine en somut katkı yapacak Türkiye’yi ön plana çıkarmıştır.

Rusya, Kuzey Denizi ve Kuzey Afrika gibi AB’nin çok büyük miktarlarda doğal gaz satın aldığı üç kaynak ve ana arter mevcutken “Türkiye yakın gelecekte, Avrupa’nın enerji arz güvenliğini oluşturacak dördüncü arteri olacaktır ve bu kapsamda geliştirilen ve hayat geçirilen projelerle birlikte Ceyhan da uluslararası bir ticaret kentine dönüşürken Ortadoğu’nun Rotterdam’ı

olacaktır” (Öztürk, 2006: 25-32). Irak, İran, Azerbaycan, Kazakistan, Türkmenistan gibi Orta Doğu ve Hazar Bölgelerinde yer alan ülkelerin zengin petrol ve doğal gaz rezervlerinin dünya piyasalarına ulaştırılmasını sağlayacak büyük boru hattı projelerinde, Türkiye *önemli geçiş ülkesi* olarak tanımlanmaktadır.

Bu doğal gaz transit faaliyeti ile kabaca BOTAŞ iletim sisteminin Türkiye’deki doğal gaz tüketicilerine yüklenilen birim maliyetlerinde düşme ve ortalama kapasite kullanımında sağlanacak artış ile transit güzergahından ve transit iletimi hizmetinden sağlanacak transit ücretleri ve bir Türk doğal gaz piyasa hub’ı oluşturma olanağı gibi iktisadi kazanımlar da siyasi kazanımlarına ilaveten bulunmaktadır.

Türkiye’nin bu jeopolitik konumu değerlendirilirken aynı zamanda petrol ve doğal gaz zengini Orta Doğu ve Hazar Havzası ülkeleri açısından uzun süreli bir barış ortamının sağlanması ve ekonomik ve siyasi istikrarın temini giderek artan bir ihtiyaç halini almaktadır. Dünya gündemini meşgul eden ve Türkiye’yi de yakından ilgilendiren bu iki kritik bölgede, çok taraflı bir işbirliği ortamının oluşturulması çabalarında etkin bir araç olarak en önemli ve belki de tek alanın *enerji* olduğu ortadadır. Stratejik bir *geçiş* ve önemli bir *hub* olmaya aday olan Türkiye, aynı zamanda yukarıda değinilen bölgelerde geliştirilmeyi bekleyen enerji kaynakları açısından potansiyel ve büyük bir enerji ticaret kavşağı olmaya da adaydır. Bu nedenle petrol ve doğal gaz ithalatında kaynak çeşitliliği, arz güvenliği ve arz sürekliliğinin sağlanabilmesi açısından geniş kapsamlı enerji taşıma projeleri Türkiye için hayati önem taşımaktadır.

Türkiye’nin geliştirdiği *Doğu-Batı Enerji Koridoru*’nun en kritik ayağını oluşturan *Bakü-Tiflis-Ceyhan Ham Petrol Boru Hattı* (BTC)’nin işletmeye alınması¹⁰² ile hem Türkiye’nin jeopolitik önemi artmış hem de Azerbaycan ve Gürcistan’ın siyasi ve iktisadi istikrarına katkı sağlanmıştır. BTC, aynı zamanda bölge ülkelerinden dünya pazarlarına ham petrol ve doğal gaz nakledecek diğer boru hattı projelerine de öncülük etmektedir.

BTC, Ceyhan’da kurulması planlanan rafineri, LNG ihraç terminali, Samsun-Ceyhan petrol boru hattı ile Rusya-İsrail doğal gaz boru hattı ile beraber Ceyhan’ı, “Ortadoğu’nun Rotterdam’ı” yapacak ve “Ceyhan Terminali’nin Akdeniz kuşağı ve Avrupa genelinde çok önemli bir uluslararası petrol merkezi haline dönüştürülmesi ve dünya piyasalarında etkin

¹⁰² Türkiye kesiminin tahmini maliyeti kamulaştırma dahil 1,7 milyar ABD Doları ve tüm sistemin toplam maliyeti de 2,9 milyar ABD Doları olan ve tüm maliyet *BTC Co.* tarafından üstlenilen BTC Projesi’nde ilk tanker yüklemesi 4 Haziran 2006’da, BTC resmi açılış töreni de 13 Temmuz 2006 tarihinde gerçekleşmiştir. Ayrıntılı bilgi için bkz. <http://www.btc.com.tr/eng/project.html> ve <http://www.botasint.com/>.

olacak bir *Ceyhan Ham Petrol Harmanı* (Ceyhan Crude Oil Blend) yaratılması mümkün olacak” (Güler, 2006: 54) ve Türkiye’ye çok önemli stratejik katkılar da yapacaktır¹⁰³.

İnşaatı tamamlanan ve devreye alınmak üzere olan Azeri doğal gazını Türkiye¹⁰⁴ ve Avrupa’ya ulaştıracak olan *Şah Deniz* doğal gaz boru hattı ve Türkmen gazını Türkiye ve Avrupa piyasalarına taşıyacak olan *Hazar Geçişli Türkmenistan-Türkiye-Avrupa* doğal gaz boru hattı projesi ve Mısır doğal gazını Türkiye’ye ve Avrupa’ya ulaştıracak olan *Arap* doğal gaz boru hattı sayesinde Türkiye bölgesel bir aktör haline gelebilecektir. Bu boru hatları, *Türkiye-Yunanistan-İtalya İnterkoneksiyonu*¹⁰⁵ ve *Türkiye-Bulgaristan-Romanya-Macaristan-Avusturya* doğal gaz boru hattı (NABUCCO) projelerine bağlandığında koridor tamamlanacak ve Türkiye gerek petrol gerekse doğal gazı batı piyasalarına taşıyan bir enerji terminaline dönüşmüş olacaktır. Avrupa Birliği, arz güvenliği için Türkiye’nin konumunun bilincinde olarak projelere destek vermekte ve tek kaynağa (Rus doğal gazına) bağlı kalmayarak arzı çeşitlendirmeye böylelikle arz güvenliğini sağlamaya ve rekabet gücünü geliştirmeye çalışmaktadır.

NABUCCO Projesi¹⁰⁶ ile başlangıçta Bulgaristan, Romanya, Macaristan, Polonya, Slovakya, Çek Cumhuriyeti gibi geçiş ekonomilerinin doğal gaz ihtiyacı karşılanıp, diğer ülkelerin doğal gaz talep gelişimlerine göre Avusturya’nın Avrupa’da önemli bir doğal gaz dağıtım noktası olma özelliğinden de faydalanılarak Batı Avrupa’ya doğal gaz ulaştırılması planlanmaktadır. AB ülkelerinin doğal gaz sözleşmelerinin yerini Türkiye üzerinden taşınacak doğal gaz sözleşmeleri alabileceği gibi, AB ülkelerinin süregelen ithalat sözleşmeleri, rekabetçi fiyat koşulları avantajıyla Hazar ve Orta Doğu kaynaklı doğal gaz ile yer değiştirebilecektir.

¹⁰³ Nitekim Platts, artık gösterge niteliğinde Ceyhan Crude Oil Blend fiyat tipi de yayınlamaktadır.

¹⁰⁴ Azerbaycan’dan Türkiye’ye doğal gaz arzı yoluyla Avrupa’ya ulaştırılmasının uzun dönemli marjinal maliyeti (üretim, ulaştırma ve transit ücretleri dahil) 1,52 \$/MBtu değerinde olup bu aynı zamanda Avrupa’ya en ucuz doğal gaz arz seçeneklerindendir (Encouraged, 2006).

¹⁰⁵ Türkiye-Yunanistan Doğal Gaz Boru Hattı Projesi temel atma töreni, 3 Temmuz 2005 tarihinde, iki ülke Başbakanlarının ve ilgili Bakanların katılımıyla İpsala/Türkiye- Kipi/Yunanistan sınır kapılarında gerçekleştirilmiştir. İnşaat çalışmaları biten hattın 2007 Ağustos’unda devreye alınacağı ilan edilmiştir. Aralık 2004’de fizibilitesi sonuçlandırılan İtalya bağlantısı kapsamında, 2005 yılında yeni bir ortaklık anlayışının tesis edilmesiyle birlikte mühendislik ve *Çevre Etki Değerlendirmesi* çalışmalarına geçilmiştir. İnşaat çalışmalarının tamamlanmasını takiben İtalya bağlantısının 4 milyar m³’lük ilk teslimatla 2010’da devreye alınması hedeflenmektedir.

¹⁰⁶ Proje kapsamında 24 Haziran 2004 itibarıyla merkezi Viyana’da olan ve Nabucco Projesi’nin finansman ve boru hattı taşıma kapasitesinin pazarlanması işlerinin tek bir organ tarafından yürütülmesi amacıyla tüm ortakların eşit hisseye sahip olduğu *Nabucco Boru Hattı İş Geliştirme Şirketi* kurulmuş; 28 Haziran 2005’te, Proje kapsamındaki en önemli anlaşmalardan biri olan Ortak Girişim Anlaşması *Ortaklar* tarafından imzalanmış ve 26 Haziran 2006’da biraraya gelen beş proje ortağı şirketin *Devlet Enerji Bakanları*, Nabucco Projesi’nin hızla bitirilmesine devlet olarak verilecek desteğe değinen ortak bir “Beyanat (Statement)” imzalamışlardır. Toplam boru hattı uzunluğu yaklaşık 3.300 km ve toplam tahmini yatırım maliyeti 4.6 Milyar avro olarak hesaplanmıştır. Halen mühendislik aşamında olan boru hattının 2009’da ilk fazının inşaatına başlanması ve 2012’de devreye alınması, 2015’te de ilkinde paralel ikinci fazının inşaatına başlanması planlanmıştır. 2007 yılında bir ya da iki yeni ortak alınması ve 2008 yılında da ulusal NABUCCO şirketlerinin kurulması planlanmıştır. Bkz. <http://www.nabucco-pipeline.com/>

Net bir enerji ithalatçısı ve coğrafi bakımdan elverişli bir transit geçiş ülkesi olan Türkiye Batı'nın bölgedeki en güçlü müttefiki olarak önemli bir konuma sahiptir¹⁰⁷. Avrupa Birliği'nin gelecekteki doğal gaz talep ve dışsal arz seçeneklerini miktarlar, maliyetler ve transit konuları bakımından inceleyen AB altıncı çerçeve programı bilimsel destek politikası temasında hazırlanan *ENCOURAGED* (2006) projesine göre Avrupa'ya doğal gaz temininde en ucuz seçenek Türkiye olmaktadır (bkz. Çizelge [6]).

Çizelge 6. Avrupa'ya Doğal Gaz Arz Maliyetleri

	Avrupa Sınırına Maliyeti			
	Üretim	Taşıma	Transit ücretleri	Toplam Maliyet*
Rusya – Baltık aracılığıyla Yamal	0,80	2,31		3,11 ; 3,11
Rusya – LNG aracılığıyla Shtockman	1,00	1,94		2,94 ; 2,94
Umman – Batı Akdeniz'e LNG	0,40	2,07	0,18	2,65 ; 2,65
Rusya – Belarus Aracılığıyla Yamal	0,80	1,63	0,16	2,59 ; 2,84
Rusya/Türkmenistan – Ukrayna aracılığıyla	0,40	1,47	0,64	2,51 ; 2,81
Norveç – Norveç Denizi'nden Kıta Avrupası'na	1,30	1,10		2,40 ; 2,40
Türkmenistan – İran aracılığıyla	0,40	1,18	0,69	2,27 ; 3,09
Cezayir – Akdeniz'e LNG	0,55	1,57		2,12 ; 2,12
İran – Türkiye aracılığıyla	0,30	1,45		1,75 ; 2,20
Azerbeycan – Türkiye aracılığıyla	0,50	1,04	0,06	1,60 ; 2,05
Irak – Türkiye aracılığıyla	0,50	1,02		1,52 ; 1,97

Not: \$/MBtu* ilk rakam Avrupa, noktalı virgülden sonraki rakam ise AB (15) sınırına toplam maliyeti göstermektedir.

Kaynak: OME verilerinden, *Encouraged* (2006).

AB tarafından finanse edilen BOTAS'ın doğal gaz iletim ve transitinde teknik yardım projesi (BoTransGas, 2006) çerçevesinde *Avrupa Doğal Gaz Modeli*'ne göre¹⁰⁸ *Doğu-Batı Koridoru*¹⁰⁹ senaryosunda Türkiye'den AB'ye 2010 yılında 39,8 milyar m³, 2020 yılında 67,4 milyar m³ ve 2025 yılında 72,5 milyar m³; *Türkiye Hub*¹¹⁰ senaryosuna göre de 2010 yılında 39,8 milyar m³, 2020 yılında 81,7 milyar m³ ve 2025 yılında 113,1 milyar m³ doğal gaz transiti yapılabilir.

¹⁰⁷ Türkiye, NATO, OECD, Uluslararası Enerji Ajansı'na üyedir ve Enerji Şartı Anlaşması'na taraftır.

¹⁰⁸ Avrupa Doğal Gaz Modeli binlerce denklemi çözerek mevcut kaynakları kullanarak doğal gaz tedarikinin ve taşıma kapasitesinin en ucuz yolunu göstermektedir. NABUCCO'nun Rusya, Kuzey Afrika, Norveç ve LNG ile rekabet edebilirliğini ortaya koyan önemli bir belgedir.

¹⁰⁹ Türkiye'ye mevcut sözleşmelerle Rusya, Cezayir, Nijerya, İran ve Azerbeycan'dan doğal gaz tedariki sağlandığı, NABUCCO'nun 2020 yılında 25,5 milyar m³ ihracat kapasitesine ulaştığı, Türkiye-Yunanistan doğal gaz boru hattının devrede olduğu senaryoyu ifade etmektedir.

¹¹⁰ Türkiye'ye mevcut sözleşmelerle Rusya, Cezayir, Nijerya, İran ve Azerbeycan'dan doğal gaz tedariki sağlandığı, Türkiye-Yunanistan doğal gaz boru hattının devrede olduğu NABUCCO'nun 2020 yılında 25,5 milyar m³ ihracat kapasitesine ulaştığı ve 2025'te ikinci bir boru hattının paralel olarak eklendiği (ya da tek boru hattının 31 milyar m³ kapasitede çalıştırıldığı), Hazar Geçişli doğal gaz boru hattının 2020'de inşa edildiği ve Mavi Akım'ın 32 milyar m³'e

Model sonuçları NABUCCO için ciddi bir piyasanın mevcudiyetini ve NABUCCO ile Avrupa'ya 35-40 milyar m³ transit hacmiyle Türkiye'nin transit ülke olarak önemini teyit etmiştir. Ayrıca modele göre Avrupa'ya 50 milyar m³/yıl transit seçeneği ile Türkiye, Avrupa için başlıca hub'lardan birisi olabilir. Türkiye burada hem çok önemli bir transit ülke konumuna kavuşarak büyük miktarlarda doğal gazın toprakları üzerinden taşınmasını sağlayarak yeniden ihraç yoluyla kendi sözleşmeleri içindeki doğal gazı pazarlama imkanına sahip olabilecektir. Her şeyden önemlisi, özellikle enerji fakiri Avrupa ile enerji zengini Doğu'nun Türkiye üzerinden geçen boru hatlarıyla birbirine bağlanması, Orta Doğu ve Kuzey Afrika'nın sosyo-ekonomik kalkınmasına ve siyasi istikrarına sağlam bir harç koyacak; medeniyetin doğduğu bu topraklarda yakın ve ortak geleceğimizde “akan” tek şey petrol, doğal gaz ve istikrar olacaktır.

çıkarıldığı, 2015'te Mısır'dan Arap doğal gaz boru hattının devreye alındığı, 2020'de Rus doğal gazının İsrail'e uzatıldığı senaryoyu ifade etmektedir.

SONUÇ

Doğal gaz, posta sistemi, demiryolları ve telekomünikasyon gibi düzenlenen sektörlerde yapısal reformlar tipik olarak daha az yoğun olagelmıştır. Ağ endüstrilerindeki bu daha geç serbestleştirme, sonradan belirginleşen yeni teknolojileri ve reformların maliyet-yarar analizlerini yarar lehine olacak şekilde düzenleme araç ve tekniklerindeki ilerlemeyi yansıtabilir. Piyasaların küresel karakteristiği bir kenara bırakılacak olursa ampirik çalışmalar Türkiye gibi geçmişte ekonomik krizlere alışık hale gelmiş ve son yıllarda yükselme halinde olan ülkelerde makroekonomik koşulların düzenleme altındaki sektörlerde ciddi yapısal reformlar yapmayı teşvik ettiği ileri sürülebilir. Bu sürdürülemeyeceği anlaşılan kötü ekonomik koşullar bir bakıma bu sektörlerde reformları zorlamaktadır.

Doğal gaz dünya enerji arzında en önemli kaynaklardan birisi haline gelmekte ve küresel bir doğal gaz piyasası gelişmektedir. Son yirmi yıl gelişmiş ülkelerin doğal gaz endüstrilerinde rekabeti teşvik etme yönündeki genel eğilimine tanıklık etmiştir. Birçok ülke tüketicilere iktisadi faydalar getireceği beklenen doğal gazdan doğal gaza rekabeti sağlamaya odaklanan yapısal reformlar içeren yoğun programlar geliştirmektedir. Dünya genelindeki tüketici piyasalar OECD ülkelerindeki doğal gaz arz kaynakları tükendiğinden ve doğal gazın taşınması daha ucuz hale geldiğinden doğal gaz arz kaynakları için yarışmaktadır. Güçlü talep ve yeni büyük projelerin uzun vadeli gerçekleşme dönemleri göz önünde bulundurulduğunda küresel doğal gaz piyasasının üretim ve toptan satış piyasalarına artan bir şekilde egemen olan büyük oyuncularla beraber bir “satıcılar” piyasası olduğu rahatlıkla gözlenmektedir.

Doğal gaz piyasalarında eskiden hemen bütün faaliyetler yasal doğal tekel niteliğinde iken gerçekte iletim ve depolama faaliyetlerinin doğal tekel, dağıtım faaliyetinin imtiyaz vs. yoluyla bir dereceye kadar rekabet getirilebilecek potansiyel rekabetçi; tedarik (üretim, ithalat) ve toptan satış (yurt içi piyasaya arz ve ihracat) faaliyetlerinin ise rekabetçi faaliyetlerdir. Düzenlenen endüstri segmentleri (faaliyet alanlarının) ülkelerin coğrafi özelliklerine göre örneğin depolama faaliyetinin ABD’de yasal doğal tekel değil rekabetçi endüstri olması gibi ve siyasi otorite ile yasa koyucunun arzusuna göre örneğin ABD’de içsel getiri oranı regülasyonu uygulanırken İngiltere’de teşvik edici tavan fiyat regülasyonu uygulanması gibi ve serbestleşme yönündeki gelişmelere göre detaylı ve detaylı olmayan regülasyona göre ciddi şekilde farklılaşmaktadır. Rekabetçi piyasa faaliyetlerindeki yasal devlet tekellerinin yerini başta İngiltere olmak üzere çoğu Avrupa Birliği ülkesinde olduğu gibi özelleştirme ve regülasyonu müteakip deregülasyon

yoluyla serbestleştirmeye bırakma yolunda olup doğal gaz piyasalarına getirilen bu rekabetin seviyesi de farklılık göstermektedir.

Küresel ve bölgesel doğal gaz piyasalarının bir çok karmaşık ve özel karakteristikleri bulunmaktadır. Bunun, politika yapıcıları ve kamuoyu tarafından farkına varılması, uzun vadeli yatırımların doğru yerde, doğru zamanda ve yeterli miktarda yapılması için çok büyük önem taşımaktadır. Doğal gaz endüstrisindeki altyapı yatırımları çoğunlukla ilk yatırım maliyetleri çok yüksek ve geri ödemesi çok uzun yıllara ihtiyaç gösteren yatırımlardır. Doğal olarak bu yatırımların bazıları yeni oluşturulan bu kaynakların kullanımı için uzun vadeli sözleşmelerle finanse edilmek durumundadır. Regülasyon tasarımının önündeki en büyük güçlüklerden birisi de bu uzun vadeli yatırımları rekabetçi piyasadaki esnekliği verebilecek şekilde uygun sözleşmelerle eşleştirmektir. Doğal gaz fiyatları üzerindeki kontrolün kaldırılmasının faydalarını işleyen herhangi bir analiz, etkinlik kazançları kavramını merkezine almaktadır. Doğal gaz piyasasında rekabetin tesisi ile fiyatların üzerindeki kontrolün kaldırılması makroekonomik faaliyetleri ciddi şekilde etkileyecek fiyat ve gelir etkileri yapabilir.

Ülkeler talep projeksiyonlarını *kaynakların çeşitlendirilmesi ve ithalat gereksinimleri*yle birlikte belirlemelidir. Yakın geçmişin enerji pazarı, talepteki hızlı büyüme, jeopolitik gelişmeler, petrol üretim kapasitelerindeki yedeklerin azalması ve petrol fiyatlarının artması gibi gelişmeler enerji güvenliği sorunu birçok ülkenin siyasi ajandalarının birinci maddesi haline gelmiştir. Piyasa, arz güvenliği ve esnekliği amaçlarının elde edilmesi için bir araç konumundadır. Arz güvenliğinin sağlanması ve sınır ötesi ticaretin geliştirilmesi sözkonusu olduğunda birbiriyle eklemlenmiş piyasalar için değişik yasal sistemler altındaki doğal gaz değer zinciri boyunca düzenleyici rejimlerin koordinasyonu ve uyumlulaştırılması gerekmektedir. Bu kapsamda Enerji Şartı Anlaşması yatırım inisiyatiflerini desteklemek için temel bir araçtır. Üreticilerle tüketiciler arasında karşılıklı bağımlılığı vurgulayan uzun vadeli diyalogun emniyet altına alınmasını sağlayacak enerji politikası, dış politikaların başlıca öğelerinden olmalıdır.

Doğal gaz piyasası reformlarının iletimde ve piyasaca sağlanan hizmetlerde artan verimliliğe, piyasa tarafından yönlendirilen daha fazla yatırım kararına, daha geniş hizmet yelpazesine ve tüketiciler için daha düşük fiyatlar getireceği beklenmektedir. Piyasaların üretkenlik gelişmeleri, yenilikler ve yeni yatırımlar ile ne ölçüde dinamikleştirildiği, doğal gaz politikasına daha piyasa yönlü yaklaşımları savunanları bile sık sık şaşırtmaktadır. Yeni piyasa yapısı, serbest rekabetin tüketicilere dünya ile rekabet edilebilir fiyatlar bazında yansımalarının sağlanmasını ve fiyatların içinde dolaylı maliyetlerin taşınmamasını öngörmektedir. Aynı zamanda piyasa

serbestleşmesine doğru doğal gaz piyasası geliştikçe çeşitli risk yönetim araçları sunan vadeli işlemler ve opsiyon piyasaları bu doğal gelişim sürecinde tesis edilecektir.

Yeniden düzenleme ve yeniden yapılandırma süreci için alışlagelen modelin tamamını sağlayacak bir model ya da rekabet kurulduktan sonra nihai düzenleyici çerçeve bulunmamaktadır. Yasa koyucuların ve düzenleyici kurumların boru hattının ve *upstream* altyapısının durumunu, sanayi yapısının mülkiyetini ve piyasa eğilimlerini içeren özel ulusal şartları göz önüne almaları faydalı olabilir. Ancak ampirik bulgulardan elde edilen sonuç daha çok rekabetin refahı arttırdığı yönündedir. Ayrıca ABD’de rekabetçi doğal gaz piyasaları, gelişmiş bilgi ve denetleme sistemleri ve piyasaya duyarlı fiyat sinyalleri sayesinde kısa dönemli arz güvenliğini arttırmıştır.

İletim faaliyeti doğal tekeldir ve bu faaliyete rekabetçi bir tanım biçilmesi ekonomik olarak verimli de değildir. Bu yüzden doğal gaz endüstrisinde içsel getiri oranı ya da tavan fiyat regülasyonu iletim şirketlerini, sistemlerini kullandırmada yüksek ücretlendirmeden ve tekel rantından alıkonulması için gerekli olup aynı zamanda bu iki yöntem endüstride en yaygın olarak kullanılan düzenleme biçimleridir. Hasılat tavanı regülasyonu ise daha sık olarak elektrik endüstrisinde kullanılmaktadır. Yeni Zelanda gibi bazı ülkeler, doğal gaz piyasa regülasyonuna ilişkin olarak genel rekabet yasasına dayalı *yumuşak-elli* bir yaklaşım seçmişlerdir. Bu ülkeler Kuzey Amerika ve İngiltere tarzı hizmet maliyetine dayalı detaylı içsel getiri oranı regülasyonunun başta işlem maliyetinden kaçınmayı ummaktadır. Ne var ki bu tip bir *yumuşak-elli* yaklaşım hem etkili hem de zorlayıcı bir rekabet yasasını gerektirmektedir.

Değişen dünya gerçekleri artık günümüzde enerji politikasının talebi azaltıcı faktörleri, enerjinin verimli kullanılmasını ve yenilikçi teknolojileri ihmal ederek yalnızca doğal gaz, petrol ve kömür tedariki seçeneklerinin arttırılmasına odaklanamayağını, bunun sürdürülebilir olmadığını kanıtlamıştır. Yeni enerji politikası, tedarik seçeneklerinin arttırılmasına ve piyasa eksenli çözümlerin tüm enerji endüstrisine yayılmasına ek olarak artan verimlilik, doğal kaynakların korunması, enerji talebinde alternatif enerjileri ve nükleer enerjiyi de içerecek şekilde kaynak çeşitlendirmesi hedefine yönelik uygulama ve politikaları içermelidir.

KAYNAKÇA

- ABGS (AVRUPA BİRLİĞİ GENEL SEKRETERLİĞİ), “*Türkiye’nin AB Müketesebatına Uyum Programı (2007-2013) –Enerji Faslı*” Ankara, 2007.
http://www.abgs.gov.tr/files/Muktesebat_Uyum_Programi/15_Enerji.pdf
 (12.07.2007; 15:50).
- ACTON, J. ve VOGELSANG, I. “Introduction” “Symposium on Price Cap Regulation”, *The Rand Journal of Economics*, 20(3), 1989: 369-372.
- AGUIRRE, I. ve BEITIA, A. “Regulating a Monopolist with Unknown Demand: Costly Public Funds and the Value of Private Information”, *Journal of Public Economic Theory*, 6(5), 2004: 693–706.
- AI, C. ve SAPPINGTON, D.E.M. “The Impact of State Incentive Regulation on the U.S. Telecommunications Industry”, *Journal of Regulatory Economics*, 22(2), 2002: 133-160.
- AKALIN, G. “*KİT Ekonomisi*” Ankara. Akçağ Yayınları, 1998.
- AKALIN, G. “*Kamu Ekonomisi*” Ankara. Akçağ Yayınları, 2000.
- AKALIN, G. “*Türkiye’de Ekonomi-Politik Kriz ve Piyasa Ekonomisine Geçiş*” Ankara. Akçağ Yayınları, 2003.
- AKÇA, H. “*Regülasyon Ekonomisi*” Adana. Nobel Kitabevi, 2007.
- ALEXANDER, I. ve IRWIN, T. “Price Caps, Rate-of-Return Regulation, and the Cost of Capital”, *Public Policy For The Private Sector*, The World Bank, 87 (September), 1996.
- ARMSTRONG, M., COWAN, S. ve VICKERS, J. “*Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*” Cambridge. The MIT Press, 1994.
- ASCHE, F., OSMUNDSEN, P. ve TVETERAS, R. “Market Integration for Natural Gas in Europe”, *Mimeo*, Stavanger University College, September, 2000.
- ASCHE, F., OSMUNDSEN, P. ve TVETERAS, R. “European Market Integration for Gas? Volume Flexibility and Political Risk”, *Energy Economics*, 24, 2002: 249–265.
- ASCHE, F., OSMUNDSEN, P. ve SANDSMARK, M. “The UK Market for Natural Gas, Oil and Electricity: Are the Prices Decoupled?”, *The Energy Journal*, 27(2), 2006: 27-40.
- ATKINSON, S.E. ve HALVORSEN, R. “The Relative Efficiency of Public and Private Firms in a Regulated Environment: The Case of U.S. Electric Utilities”, *Journal of Public Economics*, 29(3), 1986: 281-294.

- AVERCH, H. ve JOHNSON, L.L. "Behavior of the Firm under Regulatory Constraint", *The American Economic Review*, 52(5), 1962: 1052-1069.
- BAĞDADIÖĞLU, N., PRICE, C.W. ve WEYMAN-JONES, T. "Measuring Potential Gains from Mergers among Electricity Distribution Companies in Turkey Using a Non-Parametric Model", *The Energy Journal*, 28(2), 2007: 83-110.
- BAILEY, E.E. "Contestability and the Design of Regulatory and Antitrust Policy", Papers and Proceedings, *The American Economic Review*, 71(2), 1981: 178-183.
- BAILEY, E.E. "*Public Regulation: New Perspectives on Institutions and Policies*" Cambridge. The MIT Press, 1987.
- BAILEY, E.E. "Aviation Policy: Past and Present", *Southern Economic Journal*, 69(1), 2002: 12-20.
- BAILEY, E.E. ve BAUMOL, W.J. "Deregulation and the Contestable Markets", *Yale Journal on Regulation*, 1(2), 1984: 111-137.
- BARON, D.P. ve MYERSON, R.B. "Regulating a Monopolist with Unknown Costs", *Econometrica*, 50(4), 1982: 911-30.
- BARRY, N. "Piyasa", *Piyasa*, 1, 2002: 29-32.
- BAUMOL, W.J. "On the Proper Cost Test for Natural Monopoly in a Multiproduct Industry", *The American Economic Review*, 67(5), 1977: 809-822.
- BAUMOL, W.J. "Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Market Structure", *The American Economic Review*, 72(1), 1982: 1-15.
- BAUMOL, W.J. ve BRADFORD, D.F. "Optimal Departures from Marginal Cost Pricing", *The American Economic Review*, 60(3), 1970: 265-283.
- BAUMOL, W.J. ve KLEVORICK, A.K. "Input Choices and Rate of Return Regulation: An Overview of the Discussion", *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 1(2), 1970: 162-190.
- BAUMOL, W.J., BAILEY, E.E. ve WILLIG, R.D. "Weak Invisible Hand Theorems on the Sustainability of Multiproduct Natural Monopoly", *The American Economic Review*, 67(3), 1977: 350-365.
- BAUMOL, W.J., PANZAR, J.C. ve WILLIG, R.D. "*Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*" New York. Harcourt Brace Jovanovich, 1982, rev. edn. 1988.
- BAWA, V. ve SIBLEY, D.S. "Dynamic Behaviour of a Firm Subject to Stochastic Regulatory Review", *International Economic Review*, 21(3), 1980: 627-642.
- BEESELEY, M.E. ve LITTLECHILD, S.C. "The Regulation of Privatized Monopolies in the United Kingdom", *The RAND Journal of Economics*, 20(3), 1989: 454-472
- BELIN, H. "Germany Pushes for the Opening of Markets on 1 January 2007", *Europolitics*

- Environment*, (10 November) 2006: 28.
- BESTER, H., STRAUSS, R. "Contracting with Imperfect Commitment and the Revelation Principle: The Single Agent Case", *Econometrica*, 69(4), 2001: 1077-1098.
- BOITEUX, M. "Peak Load Pricing", 1949. Nelson, J.R. "*Marginal Cost Pricing In Practice*" New Jersey. Prentice-Hall Englewood Cliffs, 1964.
- BOITEUX, M. "On the Management of Public Monopolies Subject to Budgetary Constraints", *Journal of Economic Theory*, 3(3), 1971: 219-240.
- BOITEUX, M. "Peak-Load Pricing", *Journal of Business*, 33(2), 1960: 157-179.
- BORCHEDING, T.E., POMMERHNE, W.W. ve SCHNEIDER, F. "Comparing the Efficiency of Private and Public Production: The Evidence from Five Countries", "Public Production", Supplement 2 To *Zeitschrift Für Nationalökonomie*, 42, 1982: 125-156.
- BOTRANS GAS, "*Technical Assistance to the BOTAŞ Petroleum Pipeline Corporation on Gas Transmission and Transit*", European Union Technical Assistance Project, 2006.
- BOYER, K.D. "Minimum Rate Regulation, Modal Split Sensitivities, and the Railroad Problem", *Journal of Political Economy*, 85(3), 1977: 493-512.
- BÖS, D. "*Public Enterprise Economics*" Amsterdam. Elsevier, 1986.
- BÖS, D. "Pricing and Price Regulation/An Economic Theory for Public Enterprises and Public Utilities", "*Advanced Textbooks in Economics, Vol. 34*" North Holland. Elsevier, 1994.
- BÖS, D. ve PETERS, W. "A Principal Agent Approach on Manager Effort and Control in Privatized and Public Firms" OTT, A. ve HARTLEY, K. "*Privatization and Economic Efficiency*" Brookfield. Edward Elgar, 1991: 26-52.
- BOTAŞ "*BOTAŞ Transportation Tariff Model Using ROGM*", Pace Global Energy Services, 2003.
- BP (BRITISH PETROLEUM) - "*BP Statistical Review Of World Energy June 2005*" London, 2005. <http://www.bp.com/statisticalreview> (15.07.2006, 15:00).
- "*BP Statistical Review Of World Energy June 2007*" London, 2007. <http://www.bp.com/statisticalreview> (02.06.2007, 15:00)
- BRAEUTIGAM, R.R. "Optimal Policies for Natural Monopolies", SCHMALENSEE R. ve WILLIG, R. "*Handbook of Industrial Organization*" North Holland. Elsevier Science Publishers, 1989: 1290-1345.
- BREYER, S. "*Regulation and Its Reform*" Cambridge. Harvard University Press, 1992.
- BRITISH GAS TRANSCO
- "*Winter Operations Review 1998*" London. 1998.

- “*Gas Transportation Charges 1995/96*” London. 1996.
 - “*Network Code: The Summary*” London. 1996.
 - “*Notice of Gas Transportation Charges*” London. 2004.
- BRITO, D.L. ve HARTLEY, P.R. “Expectations and the Evolving World Gas Market”, *The Energy Journal*, 28(1), 2007: 1-24.
- BROWN, S.P. ve YÜCEL, M.K., “What Drives Natural Gas Prices”, *Federal Reserve Bank of Dallas Working Paper*, 0703, 2007.
<http://www.dallasfed.org/research/papers/2007/wp0703.pdf> (16.07.2007; 13:45).
- BUCHANAN, J.M. “*The Limits Of Liberty*” Chicago. University of Chicago Press, 1975.
- BÜLBÜL, O. “*Yeni Doğal Gaz Temin Politikaları ve Anlaşmaları*”, TMMOB Uluslararası Doğal Gaz Kongresi ve Sergisi Tebliği, Ankara, 2007.
- CAVES, D.W. “*Air Transport and Its Regulators: An Industry Study*” Boston. Harvard University Press, 1962.
- CAYRADE, P., “*Investments in Gas Pipelines and LNG Infrastructure: Which Impact on Security of Supply*” Amsterdam. Presentation at the Workshop on Insuring Against Disruptions of Energy Supply, May 2003.
- CEDIGAZ - “*Towards the Creation of A Single European Gas Market*” Rueil Malmaison. Institut Français du Pétrole, 2003.
- “*Natural Gas in the World*” Rueil Malmaison. Institut Français du Pétrole, 2006.
- CEC (COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES) - “*Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 Concerning Common Rules for the Internal Market in Natural Gas and Repealing Directive 98/30/EC*” Brussels. Official Journal of the European Union, 2003a. http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/en/oj/2003/l_176/l_17620030715en00570078.pdf (09.07.2007; 19.00).
- “*Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on Conditions for Access to the Gas Transmission Networks*” Brussels. COM(2003)741, 2003b http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/en/com/2003/com2003_0741en01.pdf. (19.06.2007; 19.00)
- “*Multiannual Strategic Programme of the Council 2004-2006: Prepared by the Six Presidencies, Ireland, Netherlands, Luxembourg, United Kingdom, Austria and Finland*” Brussels. 2003c.
http://www.eu2006.fi/the_presidency/en_GB/strategic_programme/_files/75301786116294090/default/st15896.en03.pdf (12.07.2007; 12.20)

- *“Third-party Access to Storage Facilities, Note of DG Energy and Transport on Directives 2003/54/EC and 2003/55/EC on the Internal Market in Electricity and Natural Gas”* Brussels. 2004a.

http://ec.europa.eu/energy/electricity/legislation/doc/notes_for_implementation_2004/gas_storage_en.pdf (15.07.2007; 12:00).

- *“Third Benchmarking Report on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market”* Brussels.

http://ec.europa.eu/energy/electricity/benchmarking/doc/3/3rd_benchmarking_report_en.pdf 2004b.

- *“Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market”* Brussels. COM(2004)863, 2005a.

http://ec.europa.eu/energy/gas/benchmarking/doc/4/com_2004_0863_en.pdf (12.07.2007; 12:00).

- *“Technical Annexes to the Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market”* Brussels. COM(2004)863, 2005b.

http://ec.europa.eu/energy/electricity/benchmarking/doc/4/sec_2004_1720_en.pdf (12.07.2007; 12:10)

- *“Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market”* Brussels. COM(2005)568, 2005c.

http://ec.europa.eu/energy/electricity/report_2005/doc/2005_report_en.pdf (19.04.2007; 16:00).

- *“Prospects for the Internal Gas and Electricity Market – Implementation Report”* Brussels. COM(2006)841, 2007.

http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/doc/10_internal_market_country_reviews_en.pdf (15.06.2007; 19:00).

CEER (COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS) - *“Entry-Exit System Guidelines”*, Report to the 7th European Gas Regulatory Forum Meeting, Madrid, 2003. <http://www.ceer-eu.org> (15.05.2006, 15:00).

- *“Establishing the Preferred Tariff Methodology for Intrastate, Cross-border and Transit Flows in European Gas Markets”*, CEER Paper to the Madrid Forum, 2002. <http://www.ceer-eu.org> (25.05.2006, 16:00).

CERA (CAMBRIDGE ENERGY RESEARCH ASSOCIATES) - *“Germany: European Gas Country Profile”* Cambridge. Cambridge Energy Research Associates Inc., 2005.

- *“European Gas Country Profiles”* Cambridge. Cambridge Energy Research Associates Inc., 2007a.

- “*Focus on Energy: Perspectives from CERAWEEK 2007*” Cambridge. Cambridge Energy Research Associates Inc., 2007b.
- “*United Kingdom: Gas Country Profile*” Cambridge. Cambridge Energy Research Associates Inc., 2007c.
- COASE, R.H. “The Problem of Social Cost”, *Journal of Law and Economics*, 3(Oct.), 1960: 1-44.
- CORDEN, W.M. “Boom Sector and Dutch Disease Economics: Survey and Consolidation”, *Oxford Economic Papers*, 36, 1984: 362.
- CORDEN, W.M. ve NEARY, J.P. “Booming Sector and De-industrialisation in A Small Open Economy”, *The Economic Journal*, 92(368), 1982: 825-848.
- CORNOT-GANDOLPHE, S. “Natural Gas Supply and Demand in Europe - The Importance and Changing Nature of Flexibility”, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 27, 2003: 99–108.
- COWING, T.G. “Technical Change and Scale Economies in an Engineering Production Function: The Case of Steam Electric Power”, *The Journal of Industrial Economics*, 23(2), 1974: 135-152.
- CREMER, H., GASMI, F. ve LAFFONT, J.J. “Access to Pipelines in Competitive Gas Markets”, *Journal of Regulatory Economics*, 24(1), 2003: 5-33.
- CUTHBERTSON, K. ve DOBBS, I. “A Robust Methodology for Ramsey Pricing with An Application to UK Postal”, *The Journal of Industrial Economics*, 44(3), 1996: 229-247.
- DAHL, C.A. ve MATSON, T.K. “Evolution of the U.S. Natural Gas Industry in Responses to Changes in Transaction Costs”, *Land Economic*, 74(3), 1998: 390-408.
- DASGUPTA, P.S., HAMMOND, P.J., MASKIN, E.S. “The Implementation of Social Choice Rules: Some Results on Incentive Compatibility”, *Review of Economic Studies*, 46, 1979: 185-216.
- DASGUPTA, P. ve STIGLITZ, J.E. “Industrial Structure and the Nature of Innovative Activity”, *The Economic Journal*, 90(358), 1980: 266-293.
- DE ALESSI, L. “The Economics of Property Rights: A Review of the Evidence”, *Research In Law And Economics*, 2, 1980: 1-47.
- DELOITTE “*Energy in Flux: The 21st Century’s Greatest Challenge*” Deloitte Development LLC., 2006.
- DE VANY, A.S. ve WALLS, D.W. “Pipeline Access and Market Integration in the Natural Gas Industry: Evidence from Cointegration Tests”, *The Energy Journal*, 14(4), 1993: 1-20.

- DE VANY, A.S. ve WALLS, D.W. “Open Access and the Emergence of a Competitive Natural Gas Market”, *Contemporary Economic Policy*, 12(2), 1994a:77-96.
- DE VANY, A.S. ve WALLS, D.W. “Natural Gas Industry Transformation, Competitive Institutions and the Role of Regulation: Lessons from Open Access in US Natural Gas Markets”, *Energy Policy*, 22(9), 1994b: 755-763.
- DG-TREN (European Commission Directorate General for Energy and Transport)
- “*Opening up to Choice: Launching the Single European Gas Market*” Luxembourg. Office for Official Publications of the European Communities, 2000. http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/index_en.html (15.02.2006, 15:00).
 - “*Green Paper on a European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy*” Luxembourg. Office for Official Publications of the European Communities, 2006a.
 - “*European Energy and Transport – Trends to 2030 Update 2005*” Luxembourg. Office for Official Publications of the European Communities, 2006b.
- DECISION NO 1230/2003/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 Adopting A Multiannual Programme for Action in the Field of Energy: “Intelligent Energy – Europe” (2003 - 2006), Official Journal L 176, 2003.
- DEMSETZ, H. “Why Regulate Utilities”, *The Journal of Law and Economics*, 11(1), 1968: 55-65.
- DEUTSCHE BANK AG, “German Utility Regulation: Balancing the Risks”, *Global Equity Research*, August 2003: 45-51.
- DEUTSCHE BANK RESEARCH - “*Key Economic Indicators: Turkey*”, Deutsche Bank Research, 5 July 2007. <http://www.dbresearch.de> (06.07.2007; 09:00).
- “*Liberalisation of the German Gas Industry-Under Pressure to Increase Competition*” Frankfurt am Main. Deutsche Bank AG, October, 2003a.
 - “*Traditional Monopolies: Growth through Stronger Competition*” Frankfurt am Main. *Deutsche Bank AG Current Issues*, 261, 2003b.
- DIXON, H. ve EASAW, J. “Strategic Response to Regulatory Policies: What Lessons can be Learned from the U.K. Contract Gas Market?”, *Review of Industrial Organization*, 18(4), 2001: 379-396.
- DOANE, M.J. ve SPULBER, D. “Open Access and the Evolution of the U.S. Spot Market for Natural Gas”, *The Journal of Law and Economics*, 37(2), 1994: 477-517.
- DOE/EIA (Energy Information Administration) - “*Natural Gas Annual: 1996*” Washington, D.C. 1997. <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/natgas/013196.pdf> (16.02.2006, 17:00).

- “*Annual Energy Outlook 2006 with Projections to 2030*” Washington, D.C. 2006a.
[http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/forecasting/0383\(2006\).pdf](http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/forecasting/0383(2006).pdf) (15.03.2006, 15:00).
 - “*Germany Country Analysis Brief*” Washington, D.C., 2006b.
<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Germany/pdf.pdf> (18.08.2006, 11:00).
 - “*Natural Gas Monthly April 2006 ‘Table 4’*” Washington, D.C. 2006c.
http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/data_publications/natural_gas_monthly/historical/2006/2006_04/pdf/ngm_all.pdf (27.06.2006, 18:00).
 - “*Short-Term Energy Outlook, February 2006*” Washington, D.C. 2006d.
<http://www.eia.doe.gov/emeu/steo/pub/contents.html> (06.07.2006, 16:00).
- DOMBERGER, S., “Economic Regulation through Franchise Contract”, KAY, J., MAYER, C. ve THOMPSON, D. “*Privatisation and Regulation: The UK Experience*” Oxford. Clarendon Press, 1986.
- DOWNS, A. “*Inside Bureaucracy*” Boston. Little Brown, 1967.
- DTI (THE UK DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY) “Conditions for Truly Competitive Gas Markets in the EU”, Energy Markets Limited, November, 2005.
<http://www.dti.gov.uk/files/file33154.pdf> ve,
<http://www.dti.gov.uk/files/file33155.pdf> (10.07.2007; 21.00).
- EATON, J. ve ROSEN, H.S. “Labour Supply, Uncertainty and Efficient Taxation”, *Journal of Public Economics*, 14, 1980: 365-374.
- ECT (ENERGY CHARTER TREATY SECRETARIAT) “*Gas Transit Tariffs in Selected Energy Charter Treaty Countries*” Brussels. January 2006.
- EFET (EUROPEAN FEDERATION OF ENERGY TRADERS) “*Guidance on Unbundling Transmission Operators for European Gas Market Development*”, 2003.
<http://www.efet.org> (15.05.2007; 15:00).
- EGENHOFER, C., GIALOGLU, K., LUCIANI, G., BOOTS, M., SCHEEPERS, M., CONSTANTINI, V., GRACCEVA, F., MARKANDYA, A. ve VICINI, G. “*Market Based Options for Security of Energy Supply*”, INDES Working Paper Series, Center for European Policy Studies, 2004. <http://www.ceps.be> (07.05.2005, 18:00).
- ENCOURAGED “*Future EU Gas Demand and External Supply Options*”, Energy Corridor Optimisation for European Markets of Gas, Electricity and Hydrogen (ENCOURAGED) Project, OME, May 2006.
- EPDK (ENERJİ PİYASASI DÜZENLEME KURUMU) “*İletim Şebekesi İşleyiş Düzenlemelerine İlişkin Esaslar*” 356/20 No’lu Kurul Kararı.
- ERGAS, H. “*Why Do Some Countries Innovate More than Others?*”, Centre for European Policy Studies, 1984.

EREG (EUROPEAN REGULATORS GROUP FOR ELECTRICITY AND GAS)

- "Roadmap for a Competitive Single Gas Market in Europe", EREG Discussion Paper, Brussels, 2005a.
http://www.ereg.org/portal/page/portal/EREG_HOME/EREG_DOCS/EREG_DOCUMENTS_NEW/GAS_FOCUS_GROUP/E05-SEM-13-03_GasRoadmap_PC.pdf (08.03.2007; 08:00).
- "Report on Transparency of Energy Prices, Bills and Contracts" Brussels. E05-CFG-02-07, 2005b.
- "Report on Customer Protection" Brussels. 2005c.
http://www.ereg.org/portal/page/portal/EREG_HOME/EREG_DOCS/EREG_DOCUMENTS_NEW/CUSTOMER_FOCUS_GROUP/E05-CFG-02-05.pdf (19.02.2007; 19:00).
- "Final 2005 Report on Monitoring the Implementation of the Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators" Brussels. 2005.
http://ec.europa.eu/energy/electricity/report_2005/doc/2005_12_07_ereg_report_on_ggppsso.pdf (12.07.2007; 11:00).

ERKİN, T. "Türkiye'nin Enerji Talebinin Karşılmasında Doğal Gazın Yeri", TMMOB Uluslararası Doğal Gaz Kongresi ve Sergisi Tebliği, Ankara, 2007.

EUROGAS - "Eurogas Views on Third-party Access to Storage" Brussels. 2004.
http://www.eurogas.org/publications_internalMarket.aspx (05.04.2007; 12:00)

- "Eurogas Response to Proposed Security of Natural Gas Supply Directive" Brussels. 2003. http://www.eurogas.org/publications_internalMarket.aspx (05.04.2007; 12:05)

EUROSTAT - "Gaspreise: Daten 1990-2003" Luxembourg. Office for Official Publications of the European Communities, 2003.

- "Europe in Figures Eurostat Yearbook 2005: 2005 Edition" Luxembourg. Office for Official Publications of the European Communities, 2005a.

- "Gas and Electricity Market Statistics, Data: 1990-2005" Luxembourg. Office for Official Publications of the European Communities, 2005b.

- "Gaspreise: Preissysteme 2004" Luxembourg. Office for Official Publications of the European Communities, 2005c.

- "News Release 90/2006" Luxembourg. Office for Official Publications of the European Communities, 2006.

EVANS, D.S. "Breaking up Bell: Essays in Industrial Organization and Regulations" New York. Elsevier Sci., 1983.

- E.ON AG “*Beitrag der E.ON AG zum Monitoring Bericht des BMWA*” Berlin. E.ON AG, 11 June 2003.
- E.ON RUHRGAS “Russian Gas and Security of Supply”, Presentation at Annual EUROGAS Conference, Brussels, 22 September 2006.
- FAHY, J.C. “*Competitive Energy Pricing in Italy*”, Italy Energy Conference, 25 September 2002.
- FAN, D.K. ve COWING, T.G. “Regulatory Information, Market Expectations and the Determination of the Allowed Rate of Return”, *Journal of Regulatory Economics*, 6(4), 1994: 433-444.
- FAULHABER, G.R. “Cross-Subsidization: Pricing in Public Enterprises”, *The American Economic Review*, 65(5), 1975: 966-977.
- FAULHABER, G.R. ve BAUMOL, W.J. “Economists as Innovators”, *Journal of Economic Literature*, 26(2), 1988: 577-600.
- FERC (FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION) “*Pipeline Service Obligations and Revisions to Regulations Governing Self-Implementing Transportation Under Part 284 of the Commission's Regulations (Docket No. RM91-11-000) and Regulation of Natural Gas Pipelines After Partial Wellhead Decontrol (Docket No. RM87-34-065)*”, (Order No. 636, Restructuring Rule), 1992. <http://www.ferc.gov> (10.02.2007; 10:00).
- FISHER, M.F. “*Antitrust and Regulation*” Boston, The MIT Press, 1985.
- FRAQUELLI, G., PICENZA, M. ve VANNONI, D. “Scope and Scale Economies from Multi-utilities: Evidence from Gas, Water and Electricity Combinations”, *Applied Economics*, 36(18), 2004: 2045-57.
- FURUBOTN, E.G. ve PEJOVICH, S. “Property Rights and Economic Theory: A Survey of the Literature”, *The Journal of Economic Literature*, 10(4), 1972: 1137-1162.
- GABRIEL, S., ZHUANG, J. ve KIET, S. “*A Nash-Cournot Model for the North American Natural Gas Market*”, Paper presented in the 6th IAEE European Energy Conference on: Modelling in Energy Economics and Policy, 2004.
- GAIL, K. “*European Gas Transmission Tariffs – A Preliminary Assessment*”, European Commission - DG TREN/A/2, Madrid, 2000.
- GRAHAM, D.M., KAPLAN, D.P. ve SIBLEY, D.S. “Efficiency and Competition in the Airline Industry”, *The Bell Journal of Economics*, 14(1), 1983: 118-138.
- GREEN, J. ve LAFFONT, J-J. “Characterization of Satisfactory Mechanisms for the Revelation of Preferences”, *Econometrica*, 45(2), 1977: 427-438.
- GÜLER, M.H. “*Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın 2007 Yılı Bütçesini TBMM Genel*

Kurulu'na Sunuş Metni" Ankara. ETKB, 20 Aralık 2006.

HAGERMAN, R.L. ve RATCHFORD, B.T. "Some Determinants of Allowed Rates of Return on Equity to Electric Utilities", *The Bell Journal of Economics*, 9(1), 1978: 46-55.

HALLOUCHE, H. "The Gas Exporting Countries Forum: Is It Really A Gas OPEC in the Making?", Oxford Institute For Energy Studies, NG13, June 2006. <http://www.oxfordenergy.org/pdfs/NG13.pdf> (11.05.2007; 22.00).

HALPIN, T., SEIB, C. ve BOYES, R. "Russians Turn Off Europe's Oil Supply", *The Times*, 9 January 2007. <http://business.timesonline.co.uk/tol/business/markets/europe/article1290800.ece> (18.04.2007; 22.00).

HAMMOND, E., HELM D. ve THOMPSON, D. "British Gas: Options for Privatisation", 1985. KAY, J., MAYER, C. ve THOMPSON, D. "*Privatisation and Regulation: The UK Experience*" Oxford. Clarendon Press, 1986.

HARBERGER, A.C. "Monopoly and Resource Allocation", Papers and Proceedings of the Sixty-sixth Annual Meeting of the American Economic Association, *The American Economic Review*, 44(2), 1954: 77-87.

HARTLEY, P. ve MEDLOCK, K.B. "*The Baker Institute World Gas Trade Model*", Program on Energy and Sustainable Development at Stanford University and the James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University Working Paper, March, 2005a.

HARTLEY, P. ve MEDLOCK, K.B. "*Political and Economic Influences on the Future World Market for Natural Gas*", Program on Energy and Sustainable Development at Stanford University and the James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University Working Paper, March, 2005b.

HELM, D. "Making Britain More Competitive: A Critique of Regulation and Competition Policy", *Scottish Journal of Political Economy*, 48(5), 2001: 471-87.

HENSHER, D.A. "Privatisation: An Interpretative Essay", *Australian Economic Papers*, 25(47), 1986: 147-174.

HILL, F. "*Energy Empire: Oil, Gas and Russia's Revival*" London. The Foreign Policy Centre, 2004.

HINES, J.R. "*Three Sides of Harberger Triangles*" Cambridge. National Bureau of Economic Research Working Paper, W6852, November, 1998.

HIRSHLEIFER, J. "Peak Loads and Efficient Pricing: Comment", *The Quarterly Journal of Economics*, 72(288), 1958: 451- 462.

HOLZ, F., von HIRSCHHAUSEN, C. ve KEMFERT, C. "A Strategic Model of European Gas

- Supply (GASMOD)", *Energy Economics*, Forthcoming: 1-23.
- HÖFFLER, F. ve KÜBLER, M. "Demand for Storage of Natural Gas in Northwestern Europe: Trends 2005-2030" Bonn. Preprints of the Max Planck Institute for Research on Collective Goods, 2007.
- HUNTINGTON, H.G. "Industrial Natural Gas Consumption in the United States: An Empirical Model for Evaluating Future Trends", *Energy Economics*, 29(4), 2007: 743-759.
- IMF (INTERNATIONAL MONETARY FUND) - "Draft Guide For Resource Revenue Transparency" Washington, D.C. December, 2004.
<http://www.imf.org/external/np/fad/2004/grrr/eng/guide.pdf> (02.05.2007; 11:00)
- "Oil Market Developments and Issues" Washington, D.C. 2005.
<http://www.imf.org/external/np/pp/eng/2005/030105.pdf> (17.05.2007; 15:00).
- "World Economic Outlook: Financial Systems and Economic Cycles" Washington, D.C. September, 2006a.
<http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2006/02/pdf/weo0906.pdf> (17.05.2007; 15:10).
- "World Economic Outlook: Globalization and Inflation" Washington, D.C. April, 2006b. <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2006/01/pdf/weo0406.pdf> (17.05.2007; 15:15).
- "World Economic Outlook: Spillovers and Cycles in the Global Economy" Washington, D.C. April, 2007.
<http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2007/01/pdf/text.pdf> (03.07.2007; 17:00).
- JAMASB, T. ve POLLITT, M. "International Benchmarking and Regulation: An Application to European Electricity Distribution Utilities", *Energy Policy*, 31(15), 2003: 1609-1622.
- JENSEN, J.T. "The LNG Revolution", *The Energy Journal*, 24(2), 2003: 1-45.
- JORGENSON, D.W. ve SLESNICK, D.T. "General Equilibrium Analysis of Natural Gas Price Regulation" BAILEY, E.E. "Public Regulation" Cambridge. The MIT Press, 1987.
- JOSKOW, P.L. "The Determination of the Allowed Rate of Return in a Formal Regulatory Hearing", *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 3(2), 1972: 632-644.
- JOSKOW, P.L. "Contributions to the Theory of Marginal Cost Pricing", *The Bell Journal of Economics*, 7(1), 1976: 197-206.
- JOSKOW, P.L. "Restructuring, Competition and Regulatory Reform in the U.S. Electricity Sector", *Journal of Economic Perspectives*, 11(3), 1997: 119-138.
- JOSKOW, P.L. "Regulation and Deregulation after 25 Years: Lessons Learned for Research in

- Industrial Organization”, *Review of Industrial Organization*, 26(2), 2005: 169-193.
- JOSKOW, P.L. “Regulation of Natural Monopoly” POLINSKY, A.M. ve SHAVELL, S. “*Handbook of Law and Economics-Volume 2*” North-Holland. Elsevier, 2007.
- JOSKOW, P.L. ve DONALD, B. “What Does a Negawatt Really Cost? Evidence from Utility Conservation Programs”, *The Energy Journal*, 13(4), 1992: 41-75.
- KAHN, A.E. “*The Economics of Regulation Vol. 1*” New York. Wiley, 1970.
- KAHN, A.E. “*The Economics of Regulation Vol. 2*” New York. Wiley, 1971.
- KAHN, A.E. ve SHEW, W.B. “Current Issues in Telecommunications Regulation Pricing”, *Yale Journal on Regulation*, 4(2), 1987: 191-256.
- KAMIEN, M. ve SCHWARTZ, N. “*Market Share and Innovation*” Cambridge. Cambridge University Press, 1982.
- KAUFER, E. ve BLANKAERT, C.B. “Regulation in Western Germany: The State of the Debate”, *The Journal of Institutional and Theoretical Economics*, 139, 1983: 435-451.
- KAVALSKY, B. “*The World Bank In Turkey: An IEG Country Assistance Evaluation*” Washington, D.C. The World Bank, 2006.
- KEELER, T.E. “Airline Regulation and Market Performance”, *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 3(2), 1972: 399-424.
- KING, M. ve CUC, M. “Price Convergence in North American Natural Gas Spot Markets”, *The Energy Journal*, 17(2), 1996: 17-42.
- KLEIT, A.N. “Did Open Access Integrate Natural Gas Markets? An Arbitrage Cost Approach”, *Journal of Regulatory Economics*, 14(1), 1998: 19-33.
- KOÇAK, Ç. “*Elektrik Üretiminde Linyit Rezervlerimiz Yerine Doğal Gaz Kullanılmasının Ekonomik Sonuçları*”, TMMOB Uluslararası Doğal Gaz Kongresi ve Sergisi Tebliği, Ankara, 2007.
- KOTKIN, S. “*Armageddon Averted: The Soviet Collapse, 1970-2000*” New York. Oxford University Press, 2001.
- KRUSE, J. “Regulierung der Terminierungsentgelte der Deutschen Mobilfunknetze”, *Wirtschaftsdienst*, 83(3), 2003: 203-206.
- L’HEGARET, G., SILIVERSTOV, B. ve VON HIRSCHHAUSEN, C. “*International Market Integration for Natural Gas? A Cointegration Analysis of Prices in Europe, North America and Japan*”, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research Working Paper, 2004. <http://web.mit.edu/ceep/www/> (27.05.2007: 08.00).
- LAFFONT, J.J. ve TIROLE, J. “*A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*” Cambridge. The MIT Press, 1993.

- LEIBENSTEIN, H. "Allocative Efficiency versus 'X-Efficiency' ", *The American Economic Review*, 56(3), 1986: 392-415.
- LEVIN, R.C. "Allocation in Surface Freight Transportation: Does Rate Regulation Matter?", *Bell Journal of Economics*, 9(1), 1978:18-45.
- LEVINE, M.E. "Airline Competition in Deregulated Markets: Theory, Firm Strategy and Public Policy", *Yale Journal on Regulation*, 4(Spring), 1987: 393-494.
- LITTLECHILD, S.C. "Two-part Tariffs and Consumption Externalities", *The Bell Journal of Economics*, 6(2), 1975: 661-670.
- LITTLECHILD, S.C. " 'Regulation Of British Telecommunications' Profitability: Report to the Secretary of State" London. Department of Industry, 1983.
- LOEB, M. ve MAGAT, W.A. "A Decentralized Method For Utility Regulation", *Journal of Law and Economics*, 22(2), 1979: 399-404.
- MAC AVOY, P.M. "*The Natural Gas Market: Sixty Years of Regulation and Deregulation*" New Haven. Yale University Press, 2001.
- MARCHAND, M., PESTIAUP ve TULKENS, H. "The Performance of Public Enterprises: Normative, Positive and Empirical Issues". "*The Performance of Public Enterprises*" North Holland. Elsevier, 1984.
- MEDLOCK, K.B. ve SOLIGO, R. "Economic Development and End-Use Energy Demand", *The Energy Journal*, 22(2), 2001: 77-105.
- MÉNARD, C. "*Transaction Costs and Property Rights*" Cheltenham. Edward Elgar, 2004.
- MERAN, G. ve VON HIRCHHAUSEN, C. "*Corporate Self-Regulation vs. Ex-Ante Regulation of Network Access – A Model of the German Gas Sector*", Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Discussion Paper, 436, 2004.
- MOORE, T.G. "The Beneficiaries Of Trucking Regulation", *The Journal of Law and Economics*, 21(2), 1978: 327-343.
- MORRISON, S.A. ve WINSTON, C. "Empirical Implications and Tests of the Contestability Hypothesis", *The Journal of Law and Economics*, 30(1), 1987: 53-66.
- NAKICENOVIC, N., GRUBLER, A. ve MCDONALD, A. "*Global Energy Perspectives*", International Institute for Applied System Analysis and World Energy Council, Cambridge University Press, 1998.
- NALEFBUFF, B. ve STIGLITZ, J.E. "Information, Competition and Markets", Papers and Proceedings of the Ninety-Fifth Annual Meeting of the American Economic Association, *The American Economic Review*, 73(2), 1983: 278-283.
- NEUHOFF, K. ve VON HIRSCHHAUSEN, C. "*Long-Term Contracts for Gas Imports – A Theoretical Perspective*" Cambridge. Cambridge Working Papers in Economics,

2005.

NEWBERY, D.M. ve STIGLITZ, J. *“The Theory of Commodity Price Stabilization”* Cambridge. Cambridge University Press, 1981.

NISKANEN, W.A. *“Bureaucracy and Representative Government”* Chicago. Aldine, 1971.

NISKANEN, W.A. *“Bureaucracy, Servant or Master?”* London. Institute of Economic Affairs, 1973.

OECD - *“Promoting Competition in the Natural Gas Industry”*, OECD 96937, Paris, 2000.

- *“Glossary of Industrial Organisation Economics and Competition Law”*, 1993.
<http://www.oecd.org/dataoecd/8/61/2376087.pdf> (15.09.2006, 15:00)

OECD/IEA (International Energy Agency)

- *“Regulatory Reform, Privatization and Competition Policy”* Paris. IEA Publications, 1992.
- *“Natural Gas Transportation: Organization and Regulation”* Paris. IEA Publications, 1994.
- *“Natural Gas Technologies: A Driving Force for Market Development Berlin 1996 Conference Proceedings”* Paris. IEA Publications, 1997.
- *“Regulatory Reform: European Gas”* Paris. IEA Publications, 1998b.
- *“Natural Gas Prices in Competitive Markets”* Paris. IEA Publications, 1998a.
- *“Restructuring Public Utilities for Competition: Competition and Regulatory Reform”* Paris. IEA Publications, 2001.
- *“Flexibility in Natural Gas Supply and Demand”* Paris. IEA Publications, 2003.
- *“Security of Gas Supply in Open Markets: LNG and Power at a Turning Point”* Paris. IEA Publications, 2004a.
- *“World Energy Outlook 2004”* Paris. IEA Publications, 2004b.
- *“Natural Gas Information 2005”* Paris. IEA Publications, 2005a.
- *“Natural Gas Information 2002”* Paris. IEA Publications, 2005b.
- *“Energy Prices and Taxes Quarterly Statistics Fourth Quarter 2005”* Paris. IEA Publications, 2005c.
- *“Energy Policies of IEA Countries 2005 Review”* Paris. IEA Publications, 2005d
- *“World Energy Outlook 2005 Middle East and North Africa Insights”* Paris. IEA Publications, 2005e.
- *“Key World Energy Statistics 2005”* Paris. IEA Publications, 2005f.
- *“World Energy Outlook 2006”* Paris. IEA Publications, 2006a.
- *“Natural Gas Market Review 2006: Towards A Global Gas Market”* Paris. IEA Publications, 2006b.

- “*IEA Paper on Gas Market Regulation*” Paris. IEA Publications, 2006c.
- OFGEM (OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS) - “*Analysis of Possible ‘Headroom’ in Domestic Gas and Electricity Supply*” London. OFGEM, 2001.
- “*The Gas Trading Arrangements: Reform of the Gas Balancing Regime, Next Steps*” London. OFGEM, 2003.
- “*UK and European Gas Market Regulation*” London. OFGEM, 2005.
- OME (OBSERVATOIRE MÉDITERRANÉEN DE L’ENERGIE) “*Trade and Supply of Natural Gas in the Mediterranean Basin*”, EUROGAS Conference on Ensuring Competitive, Secure and Sustainable Natural Gas For Europe, Brussels, 22 September 2006.
- ÖZTÜRK, A. “Die geostrategische Rolle der Türkei in Vorderasien”, *Aus Politik und Zeitgeschichte*, APuZ 4/2006, 2006: 25-32.
- PANZAR, J.C. “A Neo-Classical Approach to Peak Load Pricing”, *The Bell Journal of Economics*, 7(1), 1976: 521-530.
- PANZAR, J.C. “Technological Determinants of Firm and Industry Structure” SCHMALENSEE R. ve WILLIG, R.D. “*Handbook of Industrial Organisation, Vol. I*” Amsterdam. Elsevier, 1989.
- PELTZMAN, S. “Toward A More General Theory of Regulation”, *Journal of Law and Economics*, 19(2), 1976: 211-240.
- PERA, A. “Deregulation and Privatisation in An Economy-Wide Context”, *OECD Economic Studies*, Spring (12), 1989: 159-198.
- PERLOFF, J.M. “*Microeconomics -Third Edition*” Boston. Pearson Addison Wesley, 2004.
- PHILLIPS, A. ve ROBERTSON, G.L. “Borrowing from Peter to Pay Paul: More on Departures from Marginal Cost”, 1975. FISHER, M.F. “*Antitrust and Regulation*” Boston. The MIT Press, 1985.
- PIROG, R. “Natural Gas Prices and Market Fundamentals”, *CRS Report for Congress*, RL32091, The Library of Congress, 2004.
- RAMSEY, F. “A Contribution to the Theory of Taxation”, *The Economic Journal*, 37(1), 1927: 47-61.
- ROSE, N.L. ve JOSKOW, P.L. “The Diffusion of New Technology: Evidence from the Electric Utility Industry”, *The RAND Journal of Economics*, 21(3), 1990: 354-373.
- ROSTHAL, J. HARTLEY, P., MEDLOCK, K. “*Examining the Long and Short Run Relationship between Natural Gas and Petroleum Product Prices*”, Paper Presented At 26th USAEE/IAEE North American Conference, Michigan, September 24-27, 2006. <http://www.usaee.org/USAEE2006/papers.html> (12.01.2007; 12.00)

- SAPPINGTON, D. ve STIGLITZ, J.E. “Information and Regulation” BAILEY, E.E. “*Public Regulation: New Perspectives on Institutions and Policies*” Cambridge. The MIT Press, 1987.
- SCHMALENSEE, R. “*The Control of Natural Monopolies*” Lexington. Lexington Books, 1979.
- SHARKEY, W.W. “*The Theory of Natural Monopoly*” Cambridge. Cambridge University Press, 1982.
- SHAW, N. “*Global Best Practices in Natural Gas Regulation*”, The Fifth Indian Oil and Gas Conference New Delhi, 13 January 2004.
- SHLEIFER, A. “A Theory of Yardstick Competition”, *The RAND Journal of Economics*, 16(3), 1985: 319-327.
- SPENCE, D.M. “Cost Reduction, Competition and Industry Performance”, STIGLITZ, J.E. ve MATHEWSON, G.F. “*New Developments in the Analysis of Market Structures*” London. McMillan, 1986.
- STEINER, P.O. “Peak Loads and Efficient Pricing”, *The Quarterly Journal of Economics*, 71, 1957: 585-610.
- STERN, J. “*Inquiry into European Union Energy Policy: Gas Supply and Access Evidence to: Sub-Committee B (Internal Market) of the House of Lords Select Committee on the European Union*”, Oxford Institute For Energy Studies, 2004.
- STIGLER, G.J. “The Theory of Economic Regulation”, *The Bell Journal of Management Science*, 2(1), 1971: 3-21.
- STURM, F.J. “*Trading Natural Gas: Cash, Futures, Options and Swaps*” Oklahoma. PennWell Publishing Company, 1997.
- SUDIT, E.F. “Automatic Rate Adjustment Based on Total Factor Productivity in Public Utility Regulation” CREW, M.A. “*Problems in Public Utility Economics and Regulation*” Lexington. Lexington Books, 1979.
- SUTHERLAND, R.J. “Natural Gas Contracts in an Emerging Competitive Market”, *Energy Policy*, 21(12), 1993: 1191-1204.
- TULLOCK, G. “The Welfare Costs of Tariffs, Monopolies and Theft”, *Western Economic Journal*, 5, 1967: 224-232.
- THE OBSERVER “Rebels Threaten All-out Attack on Nigeria’s Oil”, *The Observer*, 5 November 2006.
http://www.guardian.co.uk/oil/story/0,,1939991,00.html#article_continue
 (03.06.2007; 23.00).
- THE WORLD BANK - “*Turkey: Gas Sector Strategy Note*”, Report No. 30030-TR, The World Bank, 2004.

- “Turkey Country Economic Memorandum – Promoting Sustained Growth and Convergence with the European Union Volume II”, Report No. 33549-TR, 2006a.
 - “World Development Indicators 2006” Washington D.C., The World Bank, 2006b.
 - “Turkey Country Economic Memorandum – Promoting Sustained Growth and Convergence with the European Union Volume I: Main Report”, Report No. 33549-TR, 2006c.
 - “Turkey: Gas Sector Strategy”, ESMAP Technical Paper 114/07, The World Bank, 2007.
- TRAIN, K.E. “*Optimal Regulation: The Economic Theory of Natural Monopoly*” Cambridge. The MIT Press, 1991.
- TÜNEY, C. “*Yeni-Sağ Anlayışı Çerçevesinde Türkiye’de Enerji Politikalarının Dönüşümü*”, Gazi Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Yayınlanmamış Yüksek Lisans Tezi, Ankara, 2007.
- UN (United Nations) “*World Population Prospects: The 2004 Revision*” New York. United Nations, 2005.
- US CENSUS BUREAU “*Global Population Profile: 2002*” Washington, D.C. International Population Reports WP/02, U.S. Government Printing Office, 2004.
- USGS (UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY) “*World Petroleum Assessment 2000*” Washington, DC. USGS, 2000.
- ÜNSAL, E. “*Mikro İktisat*” Ankara. İmaj Yayıncılık, 2000.
- VAN WIJNBERGEN, S. “The Dutch Disease: A Disease After All?”, *The Economic Journal*, 94(373), 1984: 41-55.
- VICKERS, J. “Telecommunications: Liberalisation and the Privatisation of British Telecom” KAY, J., MAYER, C. ve THOMPSON, D. “*Privatisation and Regulation: The UK Experience*” Oxford. Clarendon Press. 1986.
- VICKERS, J. ve YARROW, G. “*Privatization: An Economic Analysis*” Cambridge. The MIT Press, 1988.
- VICTOR, D.G., JAFFE, A.M., HAYES, M.H. “*Natural Gas and Geopolitics from 1970 to 2040*” Cambridge. Cambridge University Press, 2006.
- VILLAR, J. ve JOUTZ, F. “The Relationship between Crude Oil and Natural Gas Prices” DOE/EIA Working Paper, October 2006.
<http://tonto.eia.doe.gov/FTP/ROOT/features/reloilgaspri.pdf> (22.06.2007; 19.30)
- VISCUSI, W.K., VERNON J.M. ve HARRINGTON, J.E. “*Economics of Regulation and Antitrust*” Cambridge. The MIT Press, 2000.

- VOGELSANG, I. ve FINSINGER, J. "A Regulatory Adjustment Process for Optimal Pricing by Multiproduct Monopoly Firms", *The Bell Journal of Economics*, 10(1), 1979: 157-171.
- VOGELSANG, I. "Price Cap Regulation of Telecommunication Services: A Long Run Approach", CREW, M.A. "*Deregulation and Diversification of Utilities*" Boston. Kluwer Academic Publishers, 1989.
- VOLMAN, D. "The Scramble for African Oil", *New African*, 1 July 2006.
- WALLING, A.J. "The Very Boring Reasons behind High Gas Prices", *Regulation Magazine*, 28(4), 2005: 6-7.
- WALLS, D.W., "Price Convergence across Natural Gas Fields and City Markets", *The Energy Journal*, 15(4), 1994: 37-49.
- WAVERMAN, L. "The Regulation of Intercity Telecommunications" PHILLIPS, A. "*Promoting Competition in Regulated Market*" Washington. Brookings Institution, 1975.
- WEYMAN-JONES, T. "Regulating Prices and Profits" PARKER, D. ve SAAL, D.S. "*Handbook on Privatisation*" Cheltenham. Edward Elgar, 2003.
- WEINTRAUB, S. "On Off-Peak Pricing: An Alternative Solution", *Kyklos*, 23(3), 1970: 501-518.
- WEITZMAN, M.A. "Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure: Comment", *American Economic Review*, 73(3), 1983: 486-487.
- WEIR, C. "Regulation and the Development of Competition in the UK Gas Supply Industry", *Review of Industrial Organization*, 15(2), 1999: 135-147.
- WILLIAMSON, O.E. "Peak Load Pricing and Optimal Capacity under Indivisibility Constraints", *American Economic Review*, 56(4), 1966: 810-827.
- YERGIN, D. "*The Prize: The Epic Quest for Oil, Money & Power*" New York. Free Press, 1991.
- YERGIN, D. ve STOPPARD, M. "The Next Prize", *Foreign Affairs*, 82(6), 2003: 103-114.

İNTERNET SİTELERİ:

Avrupa Birliği Genel Sekreterliği <http://www.abgs.gov.tr/index.php?p=6&l=1>

Asia Times Online <http://www.atimes.com>

Bank of England <http://www.bankofengland.co.uk>

Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. <http://www.botas.gov.tr>

British Petroleum <http://www.bp.com>

Center For Energy Economics, BEG/UT-Austin <http://www.beg.utexas.edu/energyecon>

Center for Energy Policy and Economics <http://www.cepe.ethz.ch>

Center For Global Energy Studies <http://www.cges.co.uk>

Chatham House <http://www.chathamhouse.org.uk>

CIBC World Markets <http://research.cibcwm.com/res/Eco/ArEcoEUR.html>

Devlet Planlama Teşkilatı E-Kütüphane <http://ekutup.dpt.gov.tr>

Deutsche Bank Research <http://www.dbresearch.com>

Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit <http://www.gtz.de/de>

Deutsches Institut für Entwicklungspolitik <http://www.die-gdi.de>

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung <http://www.diw.de>

Deutsche Welle <http://dw-world.de>

Doğal Gaz Cihazları Sanayicileri ve İşadamları Derneği <http://www.dosider.org/>

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi <http://www.dektmk.org.tr/>

Economics at About.Com <http://economics.about.com>

EC Directorate General for Transport and Energy http://europa.eu.int/comm/energy_transport

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu <http://www.epdk.org.tr>

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı <http://www.enerji.gov.tr>

Energy Bulletin <http://www.energybulletin.net>

Energy Charter Treaty <http://www.encharter.org>

Energy Regulators Regional Association <http://www.erranet.org>

Energy Research Center of the Netherlands <http://www.ecn.nl>

Energy Security Analysis <http://www.esai.com>

Eni http://www.eni.it/home/home_en.html

Eurogas <http://www.eurogas.org>

European Federation of Energy Traders <http://www.efet.org>

European Parliament <http://www.europarl.europa.eu/>

Eurostat <http://www.europa.eu.int/comm/eurostat/>

EurActiv.Com <http://www.euractiv.com/en/energy/geopolitics-eu-energy-supply>

E.ON Power & Gas <http://www.eon.com/>

Financial Times Europe <http://www.ft.com/home/europe>

Frankfurter Allgemeine Zeitung <http://www.faz.net/s/homepage.html>

Gas Transmission Europe <http://www.gte.be>

Guardian Unlimited <http://www.guardian.co.uk/guardian>

Hazine Müsteşarlığı <http://www.hazine.gov.tr>

Heren Energy <http://www.heren.com/>

Hydrocarbon Processing <http://www.hydrocarbonprocessing.com>
 IFP France <http://www.ifp.fr/IFP/en/aa.htm>
 International Energy Agency <http://www.iea.org>
 International LNG <http://www.internationallng.com>
 International Monetary Fund <http://www.imf.org>
 James Baker Institute for Public Policy Rice University <http://bakerinstitute.org/>
 Mercatus Center at George Mason University, <http://www.mercatus.org>
 Minerals Management Service <http://www.mms.gov>
 National Bureau of Economic Research <http://www.nber.org>
 Neftegaz.RU <http://www.neftegaz.ru/english/>
 New African <http://www.africasia.com/newafrican/>
 Norwegian School of Economics and Business Administration <http://www.nhh.no/index-e.html>
 NYMEX <http://www.nymex.com/index.aspx>
 OECD <http://www.oecd.org>
 Oilnergy, <http://www.oilnergy.com>
 Oil and Gas Insight: <http://www.oilandgasinsight.com>
 Oxford Institute For Energy Studies <http://www.oxfordenergy.org>.
 Peak Oil News <http://www.peakoil.com>
 Petroleum Economist <http://www.petroleum-economist.com>
 Peter G. Peterson Institute for International Economics <http://www.iie.com>
 Pipeline & Gas Journal <http://www.pgjonline.com>
 Platts International <http://www.platts.com>
 Pravda <http://english.pravda.ru>
 Scandinavian Oil&Gas Magazine <http://www.scandoil.no>
 Simmons&Company International <http://www.simmonsco-intl.com>
 TCMB Resmî Web Sitesi; <http://www.tcmb.gov.tr>
 The Atlantic Online <http://www.theatlantic.com>
 The Moscow Times <http://www.themoscowtimes.com/indexes/01.html>
 The National Regulatory Research Institute <http://www.nrri.ohio-state.edu>
 The Observer <http://observer.guardian.co.uk/>
 The Times and Sunday Times <http://www.timesonline.co.uk/tol/news/>
 United Nations Gas Centre <http://www.gascentre.unece.org>
 United States Energy Information Administration <http://www.eia.doe.gov>
 World Petroleum Council <http://www.world-petroleum.org/index.htm>

EKLER

EK (1)

Çizelge 7. EK (1). Avrupa'ya Yapılan Doğal Gaz İthalat Fiyatları

a. Boru hattı ile,

Ülke	2002	2003	2004	Temmuz 2005
Avusturya	3,34	4,06	4,44	5,34
Belçika	3,03	3,75	4,31	5,44
Finlandiya	2,55	3,21	3,30	
Almanya	3,27	4,03	4,43	5,99
İrlanda	2,77	3,08	3,90	4,35
Hollanda	2,84	3,57	3,90	4,51
İspanya	3,36	4,28	4,42	5,10
AB Üye Devletleri *	3,17	3,92	4,35	5,52

* AB için –ulaşılabilir- tüm ithalatları kapsayan (Rusya'dan, Hollanda'dan, İngiltere'den vb.) ağırlıklı ortalama

** Yıllık Ortalamalar

b. LNG,

Ülke	2002	2003	2004	Temmuz 2005
AB Üye Devletleri *	3,17	3,62	4,02	4,90

* AB için –ulaşılabilir- tüm ithalatları kapsayan (Cezayir, Libya, Trinidad, Katar vb.) ağırlıklı ortalama

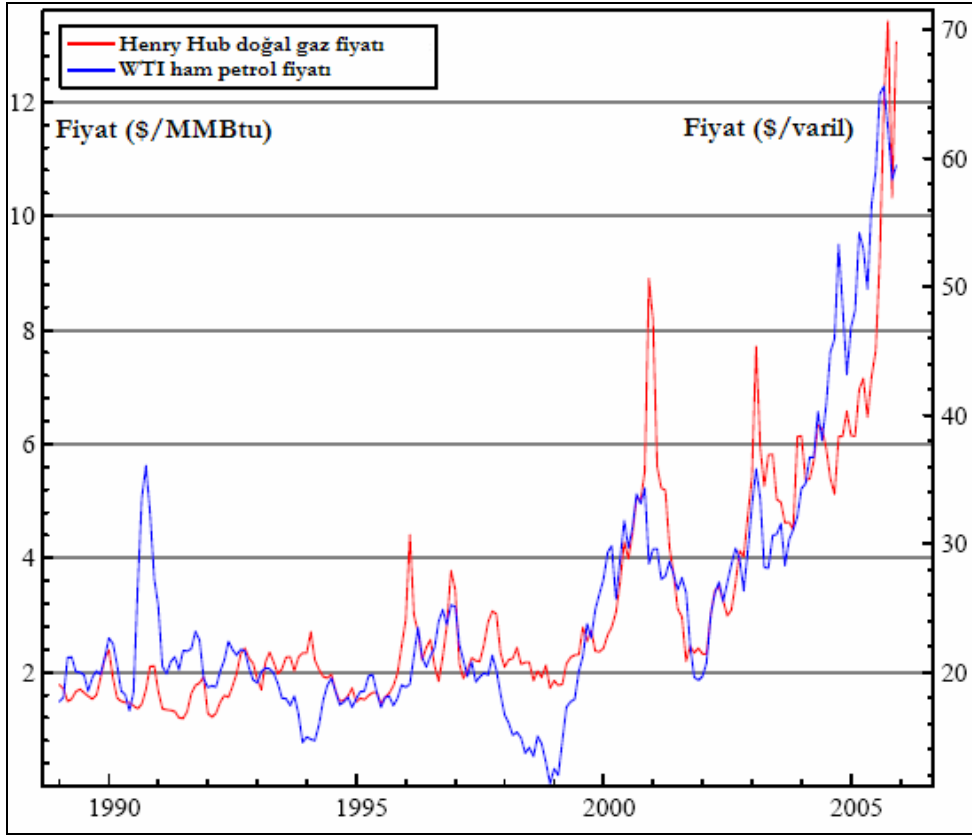
** Yıllık Ortalamalar

*** USD/MMBtu cinsinden.

Kaynak: OECD/IEA, 2005c.

EK (2)

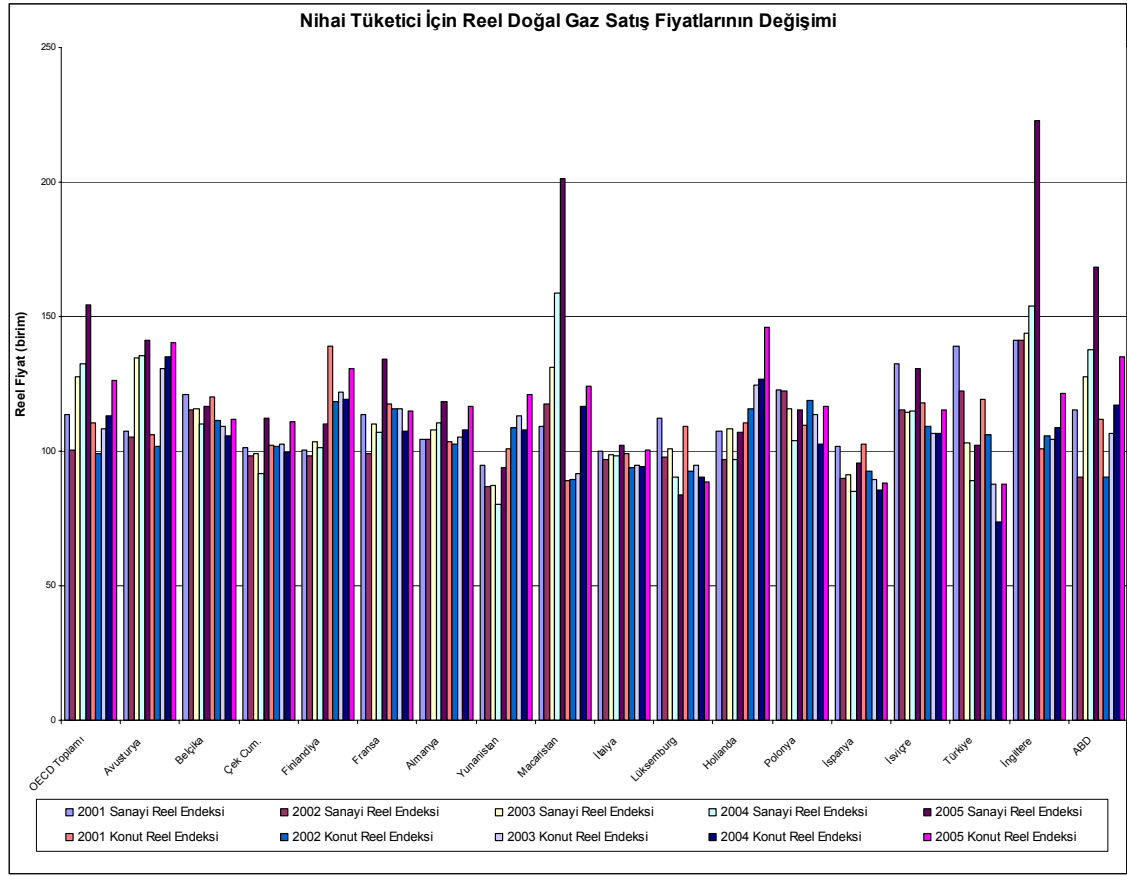
Grafik 27. EK (2). Henry Hub ile West Texas Intermediate Arasındaki İlişki



Kaynak: DOE/EIA verilerinden Villar ve Joutz (2006).

EK (3)

Grafik 28. EK (3). Nihai Tüketici İçin Reel Doğal Gaz Satış Fiyatlarının Değişimi



Kaynak: Eurostat, EIA ve BOTAŞ verilerinden yazarın hesaplaması.

EK (4)

Çizelge 8. EK (4). Doğal Gaz Şebeke Tarifeleri

	İletim şirketlerinin sayısı		Tarife yapısı	Dağıtım şirketlerinin sayısı	Tahmini şebeke ücreti (Euro/MW saat)		
	Ulusal	Bölgesel			Tüketici Grubu:	Tüketici Grubu:	Tüketici Grubu:
					I4	I1	D3
Avusturya +	3	4	giriş-çıkış	20	2.0–3.0	10.0	13.0
Belçika	1	0	giriş-çıkış	19	2.0	4.5	10.5
Danimarka +	1	0	giriş-çıkış	4	2.0	6.0	-
Fransa	3	0	giriş-çıkış	22	1.0	9.5	13.0
Almanya +	15	20	Hibrid	730	2.5	10.5	-
İrlanda	1	0	giriş-çıkış	1	4.5	14.0	
İtalya	2	0	giriş-çıkış	557	2.5	-	8.0
Lüksemburg	1	0	Postal	4	1.0		
Hollanda	1	0	giriş-çıkış	27	1.0	2.5	3.0
İspanya	3	6	Postal	25	2.5	11.0	21.5
İsveç +	1	2	Postal	7	5.0		
İngiltere	1	0	giriş-çıkış	1	2.5	4.5	6.5
Estonya	0	0	Postal	11	-		
Letonya	1	0	Postal	1	3.5	4.0	4.0
Litvanya	1	0	Postal	5	4.2	6.2	8.7
Polonya	1	6	Postal	68	5.0	8.0	8.0
Çek Cum.	1	0	-		-		
Slovakya	1	0	Postal	1	6.5	8.0	
Macaristan	1	0	Postal	11	2.5	5.5	5.5
Slovenya	1	0	Postal	17	1.1		
Romanya	1	0	Postal	21	2.5	2.5	2.5
Bulgaristan	1	0	Postal	30	1.1	7.0	12.5
Türkiye	1	0	Postal		2.5	4.5	4.5

Not: En yakın 0.5 Euro/MW saate yuvarlanmıştır.

Kaynak: "CEER Monitoring Reports, 8th Madrid Forum, July 2004" dan elde edilen verilerle (CEC, 2005b).

EK (5)

Çizelge 9. EK (5). Doğal Gaz Dengeleme Kuralları

Ülke	Dengeleme süresi	Şartları koyan, onaylayan	Tolerans aralığı	Tolerans aralığındaki “kısa” dengesizlik için prim (x piyasa fiyatı)
Avusturya	saatlik	piyasa	Yok	piyasa tabanlı fiyat
Belçika	günlük	TSO / düzenleyici	%10	+ %140–180
Danimarka	günlük	TSO / düzenleyici	%15 / %5	+ % 20
Fransa	günlük	düzenleyici	%20	+ % 50
Almanya	saatlik / günlük	TSO	%15	+ % 100–420
İrlanda	günlük	TSO / düzenleyici	%3	+ % 40 azami
İtalya	günlük	düzenleyici	%8	+ % 10 azami
Lüksemburg	günlük	TSO / düzenleyici	%	+ % 50 azami
Hollanda	saatlik / günlük	düzenleyici	%2/13	+ % 180’ e kadar
İspanya	günlük	TSO / bakanlık		+ % 50
İsveç	günlük	-	-	-
İngiltere	günlük	piyasa	Sıfır	Genelde < %20
Estonya	günlük	TSO	Evet	piyasa fiyatında
Letonya	saatlik	TSO	%10	-
Litvanya	günlük	TSO	Evet	-
Polonya	günlük		Hayır	-
Slovakya	saatlik	TSO	Hayır	-
Macaristan	günlük	düzenleyici	Evet	+ 1.5 Euro/Mwsaat ⁵³
Slovenya	günlük	TSO / düzenleyici	Evet	-
Romanya	aylık	TSO	Hayır	-
Bulgaristan	günlük	TSO / düzenleyici	Evet	-
Türkiye	günlük	Piyasa	Evet	-

Kaynak: “CEER Monitoring Reports, 8th Madrid Forum, July 2004” dan elde edilen verilerle (CEC, 2005b).

EK (6)**Çizelge 10. EK (6). Düzenlenmiş Üçüncü Taraf Erişiminin Özeti**

BORU HATTI ERİŞİMİ	ÜLKELER
Standart/esnek TPA servisli hatta ağ tarifi	Belçika, Danimarka, Hollanda, Birleşik Krallık, Macaristan, Slovenya, İtalya
Yüksek ağ ücretleri <u>ya da</u> esnek olmayan servisler	Avusturya, Fransa, Estonya, Letonya
Yüksek ağ ücretleri <u>ve</u> esnek olmayan servisler	Almanya, İrlanda, İspanya, Polonya, Estonya, Litvanya, Çek Cumhuriyeti, Slovak Cumhuriyeti
DENGELEME	ÜLKELER
İstenen şartlar: maliyet/piyasa tabanlı	Avusturya, Birleşik Krallık, İtalya
Bazı istenen unsurlar	Almanya, Danimarka, İspanya, Fransa, İsveç, Belçika, İrlanda, Macaristan, Slovenya
İstenmeyen ya da açık olmayan	Hollanda, Lüksemburg, Estonya, Litvanya, Letonya, Polonya, Çek Cumhuriyeti, Slovakya

Kaynak: CEC, 2005b.

EK (7)

Çizelge 11. EK (7). Avrupa Doğal Gaz Piyasa Açıklığı Derecesi

	2001	1 Ocak 2005		
Ülke	Açıklanan Piyasa Açıklığı (%)	Açıklanan Piyasa Açıklığı (%)	Serbest Tüketici Eşiği	Açık Piyasanın Büyükliği (milyar m ³)
AB 25		57		360
AB 15	50	74		353
Belçika	59	90	Bütün tüketiciler	11
Çek Cum.	---	0	Bütün tüketiciler	0
Danimarka	30	100	Bütün tüketiciler	5
Almanya	100	100	Bütün tüketiciler	82
Estonya	---	95	Evsel Tüketim Dışındakiler	1
Yunanistan	0	0	0	0
İspanya	72	100	Bütün tüketiciler	20
Fransa	20	70	Evsel Tüketim Dışındakiler	28
İrlanda	75	86	>0,5 milyon m ³	3
İtalya	96	100	Bütün tüketiciler	62
Letonya	---	0	Bütün tüketiciler	0
Litvanya	---	70	>1 milyon m ³	2
Lüksemburg	51	72	>15 milyon m ³	1
Macaristan	---	69	Evsel Tüketim Dışındakiler	8
Hollanda	45	100	Bütün tüketiciler	38
Avusturya	49	100	Bütün tüketiciler	7
Polonya	---	34	>15 milyon m ³	4
Portekiz	0	0	0	0
Slovenya	---	91	Evsel Tüketim Dışındakiler	1
Slovakya	---	34	>15 milyon m ³	2
Finlandiya	0	0	0	0
İsveç	47	95	>15 milyon m ³	1
İngiltere	100	100	Bütün tüketiciler	95

Not: AB 15 ve AB 25 değerleri, ülkelerin ortalaması olarak hesaplanmıştır (piyasa büyüklüğü hariç). 2005 yılında veri bulunmayan ülkeler “0” olarak gösterilmiştir.

Kaynak: Düzenleyici kurumlarca/Üye Devletlerce sağlanan DG TREN verileri.

EK (8)

Çizelge 12. EK (8). Doğal Gazın İthalat ve Üretiminde Piyasa Yapısı

	İç üretimden gelen gaz yüzdesi	İhracattan gelen gaz yüzdesi (ve kaynak sayısı)	Mevcut gazın en az %5' ine sahip şirketlerin sayısı	En büyük şirket tarafından kontrol edilen mevcut gaz yüzdesi	Doğal gaz devir programı	NBP tipi ticaretin mevcudiyeti
Avusturya	23	%77 (3)	1	> 90	Var	sınırlı
Belçika	0	%100 (3)	1	92	Yok	kayda değer
Danimarka	93	%7 (1)	1	80–85	Var	planlandı
Fransa	3	%97 (6)	1	91	Planlandı	yok
Almanya	18	%82 (4)	12	50	sürüyor	yok
İrlanda	16	%84 (1)	5	40	Yok	yok
İtalya	18	%82 (4)	3	68	Sürüyor	sınırlı
Lüksemburg	0	%100 (3)		-		
Hollanda	88	%12 (2)	1	60	Yok	sınırlı
İspanya	1	%99 (11)	4	40	Bitti	sınırlı
İsveç	0	%100 (1)	1	97	Yok	yok
İngiltere	92	%8	5	25	bitti	kayda değer
Estonya	0	%100 (1)	3	50	Yok	yok
Letonya	0	%100 (1)	1	100	Yok	yok
Litvanya	0	%100 (1)	2	59	Yok	yok
Polonya	33	%67 (4)	1	98	Yok	yok
Çek Cum.	1	%99 (2)	1	99	Yok	yok
Slovakya	2	%98 (1)	1	100	Yok	yok
Macaristan	15	%85 (4)	1	100	Yok	yok
Slovenya	1	%99 (3)	1	100	Yok	yok
Romanya	70	%30 (1)	4	87	Var	sınırlı
Bulgaristan	1	%99 (1)	1	100	Var	yok
Türkiye	3	%97 (4)	1		Var	yok

Kaynak: Düzenleyicilerin inceleme sonuçlarından elde edilen verilerle (CEC, 2005b).

EK (9)**Çizelge 13. EK (9). AB Piyasalarında Toptan Satış Yapan Tedarikçiler**

Ülke	Toplam Aktif Lisanslı Tedarikçi Sayısı	Toplamın en azından %5'lik payını elinde bulunduran tedarikçi Sayısı	En Büyük 3 Tedarikçinin Piyasa Payı (%)
Belçika	16	3	95
Çek Cum.	133	7	59
Danimarka	8	4	65
Almanya	760	0	10
Estonya	2	1	100
Romanya	24	5	42
İspanya	21	4	80
Fransa	11	2	91
İrlanda	10	4	88
İtalya	410	5	63
Letonya	1	1	100
Litvanya	13	4	99
Lüksemburg	6	1	-
Macaristan	19	7	62
Hollanda	27	3	87
Avusturya	29	3	90
Polonya	77	6	65
Bulgaristan	30	6	100
Slovenya	41	4	86
Slovakya	1	1	100
Türkiye	1	1	100
İsveç	7	5	79
İngiltere	112	6	82

Not: 2005 yılı itibariyle

Kaynak: 4th EU Benchmarking Report, May 2005

EK (10)

Çizelge 14. EK (10). AB Doğal Gaz Direktifi ve Doğal Gaz Piyasası Yasası Karşılaştırması

YETKİLENDİRME PROSEDÜRÜ

AB Direktifi	Doğalgaz Piyasası Yasası
- Doğal gaz tesislerinin inşası veya işletilmesi için <u>Üye Ülkeler veya tayin edecekleri yetkili otorite</u> izin verirler. - Objektif ve ayırım gözetmeyen kriterleri tespit edeceklerdir. - Kapasitelerinin tam kullanılmaması halinde, yeni yetkilendirme talepleri reddedilebilir. - Yetkilendirme prosedürü olarak lisans verilmesi yöntemi tercih edilmesi	- İletim şirketlerinin faaliyete geçebilmesi için, Kurul'dan (EPDK) yetki (lisans) almaları zorunludur. - Kurul, iletim şirketlerince transit doğal gaz iletimini de dikkate alarak hazırlanan ulusal iletim şebekesi yatırım programlarını inceler ve onaylar.

HESAP AYRIŞTIRMASI

AB Direktifi	Doğalgaz Piyasası Yasası
- İletim/taşıma ve dağıtım faaliyetlerinin, üretim ve perakende satış faaliyetlerinden yasal bazda ayrıştırılması; - Şebeke yöneticilerinin bağımsız faaliyet göstermesi; - Ayrımcılık gözetilmemesi ve rekabete engel oluşturulmaması; - Çapraz sübvansiyonların önlenmesi.	- İthalatçı şirketler; - yurt içinde toptan satış şirketlerine - ihracatçı şirketlere, - serbest tüketicilere ve - yurt dışına satış yapabilirler - Toptan satış şirketlerinin piyasa payı ulusal tüketim tahmininin yüzde yirmisini geçemez.
Sistem operatörleri için: - iletim ve dağıtım ile ilgisi bulunmayan aktivitelerden bağımsız olacaklardır - Kendilerine ait mülkiyetlerini dikey entegre edilmiş şirketlerden ayrılması zorunlu değildir. - Ana ve bağlı şirketler arasında koordinasyonun günlük faaliyetleri etkilememek kaydıyla belli bir düzeyde devam etmesi mümkündür.	Doğalgaz piyasasında faaliyet gösteren şirket; - kendi faaliyet alanı dışında faaliyet gösteren tüzel kişilerden sadece bir tanesine iştirak edebilir. - ayrı bir şirket kuramaz. Kendi faaliyet alanında, faaliyet gösteren hiç bir tüzel kişiye iştirak edemez ve şirket kuramaz.

DİKEY ENTEGRE ŞİRKETLER

AB Direktifi	Doğalgaz Piyasası Yasası
• Dikey entegre şirketler, iletim ve dağıtım sistemlerinin hukuken ayrıştırılmış şirketlerce yürütür. • Hukuki ayırım ile malvarlığı sahipliği ayrışımı arasındaki fark vurgulanmıştır.	• BOTAŞ, ithalatı ulusal tüketimin yüzde yirmisi oranına düşünceye kadar yeni doğal gaz alım sözleşmesi yapamaz • BOTAŞ, mevcut doğal gaz alım veya satış sözleşmelerinin kısmi veya bütün olarak devredilmesi için ihale yapar. • BOTAŞ yatay bütünleşmiş tüzel kişiliğe uygun olarak yeniden yapılandırılır.

MÜLKİYET AYRIŞIMI

AB Direktifi	Doğalgaz Piyasası Yasası
• Hukuki ayırım, varlıkların mülkiyetinde bir değişikliği gerekli kılmaz. • Şirketin genelinde geçerli olan benzer veya özdeş istihdam şartlarının uygulanmasına engel yoktur.	• Yeniden yapılandırılma sonucu meydana gelecek yeni tüzel kişilerden, sadece gaz alım ve satım sözleşmelerine sahip olan ve ithalat faaliyeti yapacak olan şirket, BOTAŞ'ı temsil eder ve BOTAŞ adı ile anılır • BOTAŞ'ın iletim faaliyeti yapan şirket hariç, diğerleri iki yıl içinde özelleştirilir.

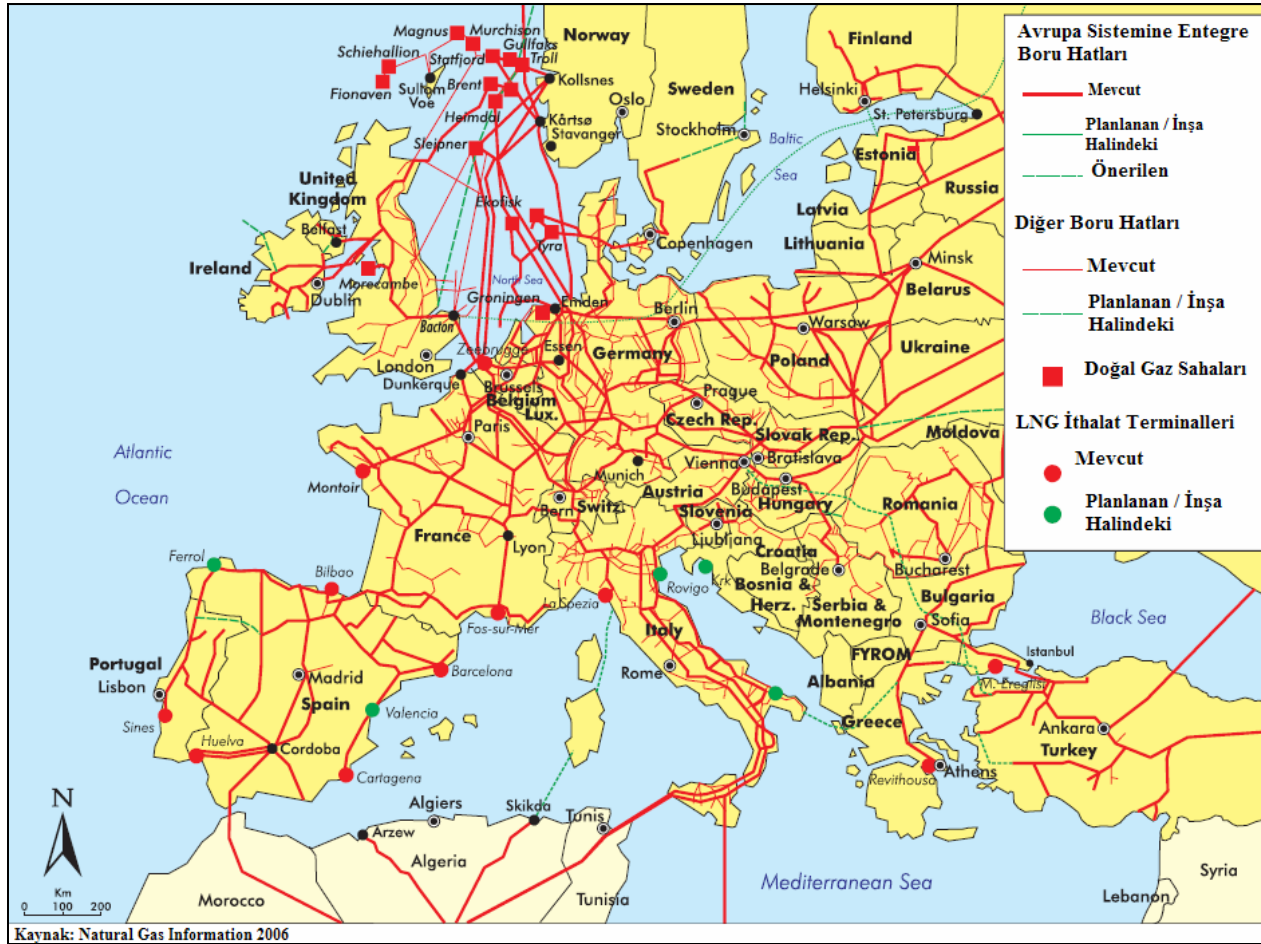
PİYASA AÇILIŞI

AB Direktifi	Doğalgaz Piyasası Yasası
• 1 Temmuz 2004 tarihine kadar evsel olmayan tüm tüketiciler • 1 Temmuz 2007 tarihinden itibaren tüm tüketiciler serbest tüketici olacaktır.	- Farklı doğal gaz dağıtım bölgelerinde yıllık 1, 5 ve 15 milyon m³ üzeri olmak. - Kurul, bütün tüketiciler serbest tüketici oluncaya kadar her yıl serbest tüketici olma sınırını yeniden belirleyecektir.

Kaynak: Yazarın kendi analizi.

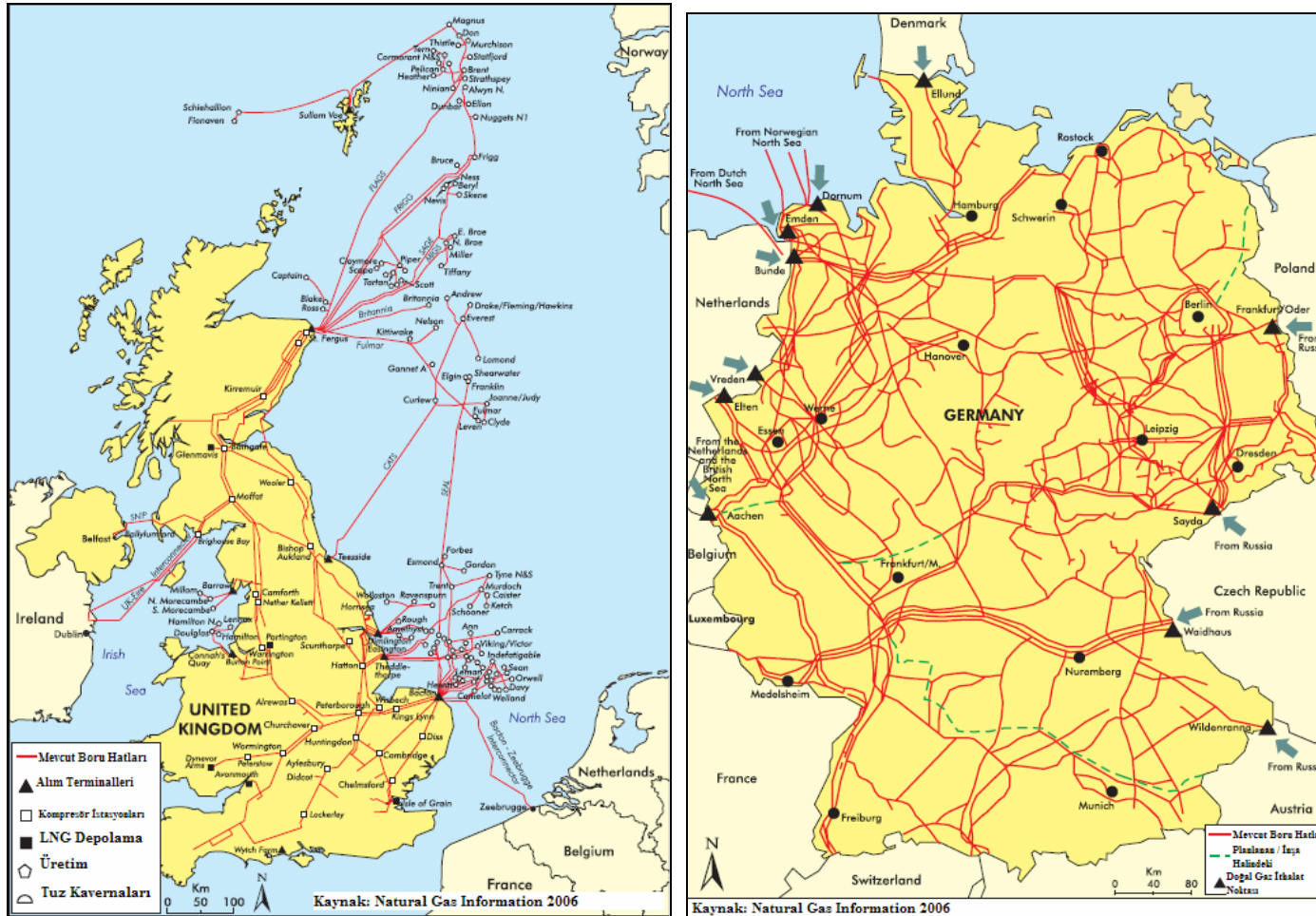
EK (11)

Şekil 13. EK (11). Avrupa Doğal Gaz Altyapısı



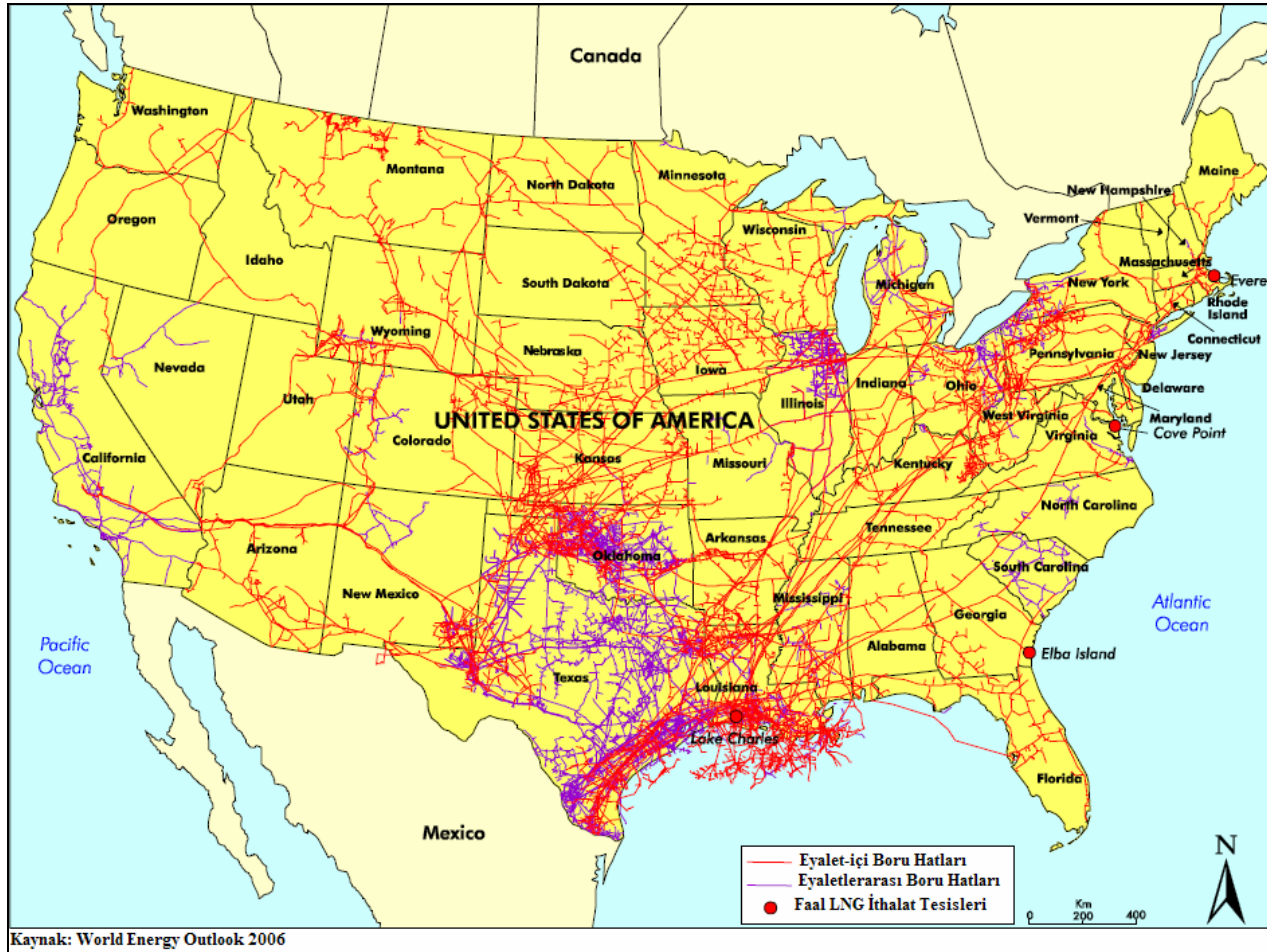
EK (12)

Şekil 14. EK (12). İngiltere ve Almanya Doğal Gaz Altyapısı



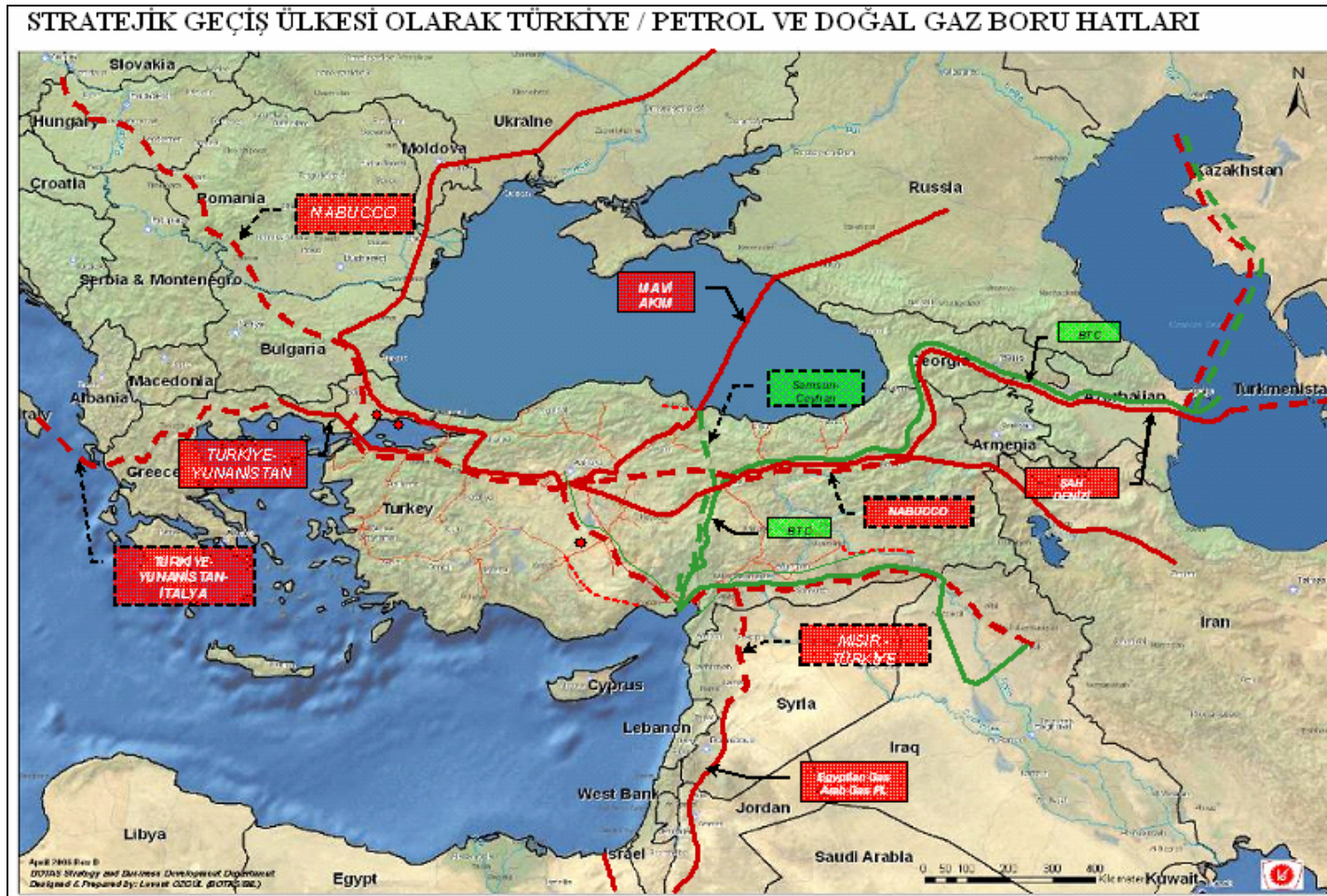
EK (13)

Şekil 15. EK (13) ABD Doğal Gaz Altyapısı



EK (15)

Şekil 17. EK (15). Türkiye'nin Uluslararası Projeleri



ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler

Adı Soyadı : MUSTAFA ZAHİD KARAKAYA
Doğum Yeri ve Tarihi : ANKARA, 08.06.1981

Eğitim Durumu

Lisans Öğrenimi : HACETTEPE ÜNİ. İ.İ.B.F. MALİYE BÖLÜMÜ
Yüksek Lisans Öğrenimi : HACETTEPE ÜNİ. SOS. BİL. ENS. MAL. ABD
Bildiği Yabancı Diller : İNGİLİZCE, ALMANCA
Bilimsel Faaliyetleri :

İş Deneyimi

Stajlar :
Projeler :
Çalıştığı Kurumlar : BTC HPBH Proje Direktörlüğü, Enerji ve Tabii
Kaynaklar Bakanlığı

İletişim

E-Posta Adresi : zahidkarakaya@hotmail.com

Tarih : 31.07.2007

